

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ГАЗОПРОВОДОВ

2  
2020

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

№ 2 (44) / 2020

Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

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

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

Свидетельство  
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652  
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

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

Зам. главного редактора

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

Редакционная коллегия

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

Научный редактор

*Р.Р. Кантюков*, к.т.н.

Рецензенты

*А.А. Самокрутов*, д.т.н.;  
*А.Г. Свяжин*, д.т.н., профессор;  
*Ю.И. Матросов*, д.т.н., профессор;  
*В.Г. Титов*, д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки

Над номером работали

Ответственный редактор  
Редактор  
Корректор  
Редактор перевода  
Верстка  
Дизайн

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

Адрес редакции

142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

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

Подписано в печать 08.09.2020 г. Тираж 500 экз.  
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

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

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2020

Цена свободная.

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

## Слово редактора

*За последние несколько десятилетий газовая промышленность в развитых странах превратилась в одну из самых технически продвинутых отраслей. Внедрение высоких технологий преобразило ее и ввело в число технологических лидеров мировой экономики. Сегодня стремительный рост и быстрый ввод объектов в строй являются основным условием увеличения и расширения добычи и потребления газообразного топлива. При этом опережающее развитие систем транспортировки газа – определяющий фактор дальнейшего совершенствования отрасли.*

*ПАО «Газпром» располагает крупнейшей в мире Единой системой газоснабжения, которая представляет собой уникальный технологический комплекс, включающий в себя объекты добычи, транспортировки, хранения, распределения и переработки газа. С помощью этой системы мы обеспечиваем непрерывную поставку газа от скважины до конечного потребителя. Благодаря запуску сразу двух новых экспортных коридоров – «Турецкий поток» и «Сила Сибири» – мы стали очевидцами увеличения экспортного потенциала страны: ПАО «Газпром» в очередной раз достигнуты новые уровни надежности поставок газа в западном направлении и реализованы стратегические долгосрочные соглашения с Китаем на восточном направлении. Начат проект по транспортировке и переработке многокомпонентного этансодержащего газа в Усть-Луге.*

*Технологическое развитие ПАО «Газпром» как энергетического лидера России невозможно без применения новейших научно-технических и информационных разработок. Все мегапроекты в сфере строительства и эксплуатации магистральных газопроводов реализуются исходя из принципов научно-технического обоснования и внедрения передовых технических решений, новых материалов и оборудования, способных обеспечить необходимую надежность, безопасность, энергоэффективность и экологичность объектов на всех стадиях жизненного цикла. Большинство новшеств создается при участии специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ».*

*Не остаются без внимания научно-технические задачи эффективной эксплуатации газопроводов, построенных во второй половине прошлого века, ключевой среди которых является рациональное распределение финансовых средств на техническое диагностирование и ремонт. В далекие 1950-е гг., во времена хрущевской оттепели, положено начало перенастройке топливного баланса страны: на смену торфу и углю пришел трубопроводный газ. В семидесятые-восьмидесятые годы география газовой отрасли значительно расширилась за счет освоения территорий Западной Сибири и Средней Азии и строительства мощных транзитных газопроводов диаметром 1020...1420 мм (Бухара – Урал, Средняя Азия – Центр, Уренгой – Помары – Ужгород, Ямбург – западная граница СССР и др.), протяженность которых достигала 3...4,5 тыс. км. При этом трассы газопроводов проходили в агрессивных почвенных условиях, пересекали водные преграды большой протяженности и горные участки. В то время требовалось принятие оперативных решений по внедрению новых технологий при строительстве газопроводов, что не позволяло избежать ряда инженерных ошибок, в частности применения ленточных покрытий трассового нанесения типа РоЈукер. В настоящее время участки магистральных газопроводов, изолированные покрытиями трассового нанесения, особенно подвержены коррозии и коррозионному растрескиванию, на долю которых приходится более 80 % всех выявляемых дефектов труб. Поэтому все более востребованными становятся научные разработки в области физическо-химического моделирования и математического описания процессов коррозии и стресс-коррозии трубопроводов, развития систем управления объектами газотранспортной системы*



Заместитель Генерального  
директора по науке  
ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ»,  
Председатель секции  
«Транспорт и хранение  
газа» ученого совета  
ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ», к.т.н.  
Р.Р. Кантюков

с применением современных компьютерных технологий, внедрения современных моделей механики разрушения и теории вероятности для оценки надежности газопроводов и оборудования, создания и развития малозатратных технологий ремонта и восстановления работоспособности магистральных газопроводов с большими сроками эксплуатации, развития и повышения эффективности оборудования компрессорных, газораспределительных станций и подземных хранилищ газа.

Большинство вошедших в сборник материалов было представлено на VIII Международной научно-технической конференции и выставке «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (ГТС-2019), которая состоялась в 2019 г. на площадке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при поддержке ПАО «Газпром», Министерства энергетики РФ, Министерства науки и высшего образования РФ, Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество». В работе конференции приняли участие представители Группы Газпром, производители трубной продукции, материалов и оборудования для ремонта и диагностирования объектов газотранспортной системы, крупнейших образовательных учреждений, научно-исследовательских институтов и ИТ-лидеров страны, а также представители зарубежных партнеров «Газпрома» из Германии, Японии, Нидерландов, Великобритании и Франции.

Стратегия развития ПАО «Газпром» предусматривает постоянное повышение собственного технологического уровня и стимулирование разработчиков к поиску новых передовых решений и реализации инновационных идей мирового уровня. Формирование сборника на основе материалов Международной конференции «ГТС-2019» обеспечило возможность всестороннего освещения актуальных аспектов, перспективных направлений развития и эксплуатации объектов магистрального транспорта газа, накопленного опыта и результатов научных исследований и практических разработок в сфере трубопроводного транспорта по направлениям:

- технологии магистрального транспорта газа;
- проектирование, строительство и эксплуатация компрессорных станций;
- управление техническим состоянием и целостностью газотранспортных систем;
- трубная продукция, сварка и родственные технологии, покрытия заводского нанесения;
- строительство, ремонт и защита от коррозии объектов транспорта газа.

Сборник, который вы держите в руках, представляет собой панораму современных взглядов на решение текущих и перспективных задач управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы и обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов, освещает ключевые направления исследований, развития материалов и технологий, совершенствования и оптимизации технических и управленческих решений для отрасли в целом. Отмеченные в статьях достижения во многом являются следствием постоянно развиваемого научно-технического потенциала и успешного опыта Группы Газпром в области сооружения и эксплуатации мощных газотранспортных систем, воплотившего и реализующего в проектах самые современные научные идеи, инновационные проектные решения и технологии.

Материалы издания будут интересны не только широкому кругу специалистов нефтегазовой, химической и металлургической промышленности, но и студентам, магистрантам и аспирантам нефтегазовых специальностей высших учебных заведений. Представленные в сборнике статьи могут использоваться для разработки программ повышения квалификации.

## Содержание

- 4 **Ряховских И.В., Каверин А.А., Петухов И.Г., Липовик А.В., Селиванов А.А., Сахон А.В.**  
Оценка размеров стресс-коррозионных дефектов при техническом диагностировании газопроводов
- 15 **Адмакин М.М., Полетаев М.Г., Романов С.В., Ляпичев Д.М., Кольцова В.В.**  
Опыт эксплуатации комплексной системы мониторинга технического состояния компрессорной станции
- 22 **Недзвецкий М.Ю., Арабей А.Б., Ментюков К.Ю., Сахаров М.С., Смелов А.И., Степанов П.П., Рингинен Д.А., Гизатуллин А.Б., Шандер С.В.**  
Освоение производства труб большого диаметра класса прочности К80 (Х100) в России
- 29 **Саяхов Р.Х., Кантюков Р.Р., Футин В.А.**  
Исследование вихревых эжекторных систем применительно к эксплуатации компрессорных станций
- 34 **Трифонов О.В., Силкин В.М., Черний В.П., Морин И.Ю., Володин П.А., Ефимов В.М., Большев К.Н.**  
Прогнозирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода «Сила Сибири» на участках развития опасных инженерно-геокриологических процессов на основе математических моделей
- 51 **Алиев М.М., Зайцев С.П., Султангареев Р.Х., Попова М.Н., Хуснуллина Т.А.**  
Определение несущей способности магистрального газопровода с расслоениями и внутренними вздутиями
- 58 **Сафонов В.С.**  
Методические подходы к расчету показателей риска эксплуатации трубопроводов, перекачивающих широкую фракцию легких углеводородов
- 73 **Тимофеев Ф.В.**  
Развитие системы обеспечения сохранности качества нефтепродуктов на трубопроводном транспорте
- 79 **Черний В.П., Трифонов О.В., Войдер К.А., Овсянникова М.А., Рассохина А.В.**  
Методы расчета толщин стенок и проверки прочности соединительных деталей сложной конструкции для магистральных газопроводов
- 92 **Галеркин Ю.Б., Рекстин А.Ф., Дроздов А.А., Солдатова К.В., Соловьёва О.А., Попова Е.Ю.**  
Проектирование центробежных компрессоров на основе метода универсального моделирования
- 110 **Курбангалеев А.А., Еникеева С.Р., Лившиц С.А.**  
Моделирование работы струйного технологического оборудования компрессорной станции на примере многозвенного аппарата – смесителя диффузор-конфузорного типа
- 117 **Шабалов И.П., Степанов П.П., Чегуров С.А., Великоднев В.Я., Настич С.Ю., Каленский В.С.**  
Особенности характера разрушения и структуры металла зоны сплавления сварных швов труб магистральных газопроводов при испытаниях на определение величины CTOD
- 132 **Петухов Е.П., Галеркин Ю.Б., Рекстин А.Ф.**  
Исследования лопаточных диффузоров центробежных компрессоров численными методами
- 143 **Куркин А.С.**  
Расчетное определение свойств легированных сталей на основе моделирования технологических процессов
- 152 **Арабей А.Б., Глебов А.Г., Капуткина Л.М., Пышминцев И.Ю., Яковлев С.Е., Абакумов А.И., Капуткин Д.Е.**  
Температура хрупко-вязкого перехода трубной стали К65 – экспериментальное определение и сопутствующие признаки
- 162 **Харионовский В.В.**  
Газотранспортная система: исследования конструкций и технического состояния магистральных газопроводов
- 175 **Костюков В.Е., Жигалов В.И., Кибкало А.А., Башурин В.П., Данилов А.Г.**  
Модель транспорта многофазного флюида с неравновесным межфазным обменом
- 181 **Васенин А.Б., Крюков О.В.**  
Вопросы электропитания вдольтрассовых объектов Единой системы газоснабжения России
- 193 **Кузьбожев А.С., Работинская Т.И., Шишкин И.В., Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.**  
Моделирование промерзания и оттаивания мерзлых грунтов на участках арктических газопроводов при снижении функциональных показателей теплоизоляции труб
- 199 **Сокотуценко В.Н., Григорьев Е.Б., Федосеев А.П.**  
Влияние неизотермичности процесса фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта на продуктивность скважины
- 215 **Усс А.Ю., Пугачук А.С., Чернышев А.В.**  
Разработка регулирующей арматуры с использованием принципа вихревого течения рабочей среды
- 222 **Сведения об авторах**
- 229 **Information about the authors**

УДК 622.691.4+620.194.22

## Оценка размеров стресс-коррозионных дефектов при техническом диагностировании газопроводов

**И.В. Ряховских<sup>1\*</sup>, А.А. Каверин<sup>1</sup>, И.Г. Петухов<sup>1</sup>, А.В. Липовик<sup>1</sup>,  
А.А. Селиванов<sup>2</sup>, А.В. Сахон<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

\* E-mail: I\_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** магистральный газопровод, стресс-коррозионные дефекты, техническое диагностирование, приборы, неразрушающий контроль.

**Тезисы.** В статье освещены основные результаты исследовательских испытаний приборов неразрушающего контроля (НК) применительно к задаче оценки размеров колоний стресс-коррозионных трещин на поверхности труб, эксплуатируемых в составе магистральных газопроводов и отличных по типоразмеру, свойствам и химическому составу. Приведены установленные закономерности связей между показаниями приборов, реализующих ультразвуковые, вихретоковые, электропотенциальные методы НК, и фактическими размерами трещин. Достоверность результатов исследований и выводов подтверждена стандартизированными методами оптической электронной микроскопии и рентгеновской томографии при верификации размеров трещин в местах максимальных показаний приборов. Представлены практические рекомендации по применению приборов НК для оценки глубин стресс-коррозионных трещин, изложены возможности данного подхода к задаче категорирования и отбраковки труб магистрального газопровода.

Для большинства газопроводов, построенных во второй половине прошлого века, характерны образование и постепенное развитие многочисленных эксплуатационных повреждений поверхности труб в местах доступа коррозионной среды. Общее число таких повреждений труб может достигать нескольких тысяч на один километр магистрального газопровода (МГ), при этом большинство из них имеют незначительные размеры и не оказывают существенного влияния на работоспособность газопроводов.

Общий износ МГ выдвигает на первый план перед газовыми компаниями задачи планирования и рационального распределения финансовых средств на их техническое диагностирование и ремонт. В последние несколько лет особенно востребованы разработки малозатратных технологий ремонта и восстановления несущей способности газопроводов [1, 2]. В частности, ПАО «Газпром» проводятся системные исследования технологии ремонта в трассовых условиях протяженных участков МГ с дефектами коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) [3]. Суть технологии заключается в возможности продолжения эксплуатации большинства труб с дефектами КРН, глубина которых не превышает 10 % от толщины стенки трубы [4], а также профилактики их дальнейшего роста за счет применения покрытий, содержащих ингибирующие композиции [5]. Важнейшим аспектом данной технологии ремонта является классификация дефектов по степени опасности на основании результатов приборного контроля труб, что ставит задачи более точной локализации наиболее глубоких трещин и достоверной оценки их размеров в колониях трещин КРН методами неразрушающего контроля (НК) в трассовых условиях.

Установленные в нормативной документации ПАО «Газпром» подходы к диагностированию газопроводов в первую очередь направлены на выявление любой трещины глубиной более 0,3 мм на поверхности трубы для последующей вырезки дефектных труб, детального их обследования и ремонта на специализированных заводах (базах). Поэтому в настоящее время процесс определения глубины дефектов КРН представляет собой комплекс последовательных операций, заключающихся в локализации дефектной зоны визуальным и измерительным вихретоковым методами НК,

проявлении дефектов средствами магнитопошковой дефектоскопии, контролируемой шлифовки или пропила металла, последующем контроле наличия трещин на вышлифованной поверхности и измерении остаточной толщины стенки трубы в образовавшейся выемке или глубины пропила. Ввиду того что количество дефектов КРН может достигать нескольких десятков на поверхности одной трубы, а их площадь – трети от общей площади поверхности трубы, данный подход не применим в комплексе с современными технологиями ремонта труб в трассовых условиях по причинам высокой трудоемкости и существенных финансовых и временных затрат на контролируемую вышлифовку металла при оценке глубины трещин или устранении пропилов.

Вышесказанное делает актуальным разработку алгоритмов обработки и способов оценки результатов НК в трассовых условиях при контроле труб с дефектами КРН, а также разработку методической основы для обеспечения требуемой точности, производительности и экономической эффективности технического диагностирования при ремонте МГ.

### **Методика экспериментальной оценки перспектив применения средств НК для определения глубины дефектов КРН**

Методика эксперимента разработана с учетом ранее полученных результатов и недостатков исследования применимости методов НК при оценке глубин поверхностных трещин в ферромагнитных материалах. В российских и зарубежных публикациях [6–13] освещаются результаты исследований, посвященных математической обработке сигналов от несплошностей, полученных при вихретоковом контроле стальных образцов, приводятся алгоритмы выделения информативных сигналов и закономерности взаимодействия электропотенциальных и вихретоковых преобразователей с искусственными дефектами (моделями трещин), параметры которых приближены к параметрам реальных дефектов. Вместе с тем указанные исследования не в полной мере применимы на практике, так как не учитывают специфики дефектов КРН МГ, связанной с характерными морфологическими особенностями трещин (извилистой и наклонной траекторией), неравномерной плотностью трещин в колониях, наличием продуктов коррозии или влаги в полости трещины во время проведения НК. Кроме

того, исследования направлены на изучение конкретного метода НК и не учитывают возможного синергетического эффекта комплексирования результатов контроля с применением различных приборов.

Возможности применения средств НК для оценки глубины дефектов КРН устанавливались с применением 12 портативных приборов общего назначения, реализующих вихретоковый, ультразвуковой и электропотенциальный методы контроля. При вихретоковом контроле дефектов КРН использовались дефектоскопы, работающие в частотном диапазоне от 10 кГц до 1,5 МГц, с дифференциальными накладными вихретоковыми преобразователями (ВТП) трансформаторного типа различных эквивалентных диаметров. Технические средства, реализующие электропотенциальные методы НК, были представлены портативными трещиномерами с рабочей частотой тока порядка 1 кГц и 4-электродными (два токовых и два потенциальных электрода) датчиками линейного (1×4) и квадратного (2×2) исполнения.

В ходе ультразвукового контроля в ручном режиме применяли дефектоскопы, способные оценивать размеры дефекта, запоминать и документировать параметры настроек и результаты контроля, а именно: ультразвуковые дефектоскопы, оборудованные раздельно-совмещенными пьезоэлектрическими преобразователями, работающими на частоте 5 МГц и имеющими функцию регулировки усиления до 85 дБ с дискретностью 1 дБ; ультразвуковой дефектоскоп-томограф с цифровой (вычислительной) фокусировкой антенной решетки и томографической обработкой данных, позволяющий получать в том числе отображение образов вертикально ориентированных дефектов. Для работы с дефектоскопом-томографом применялась фазированная антенная решетка поперечных волн с центральной рабочей частотой 7,5 МГц и сектором обзора от 35° до 80°.

С целью экспериментального исследования возможностей приборов НК из труб, ранее эксплуатировавшихся в составе МГ, были вырезаны 60 образцов, содержащих дефекты КРН различной глубины и плотности трещин в колонии. Толщины стенок образцов варьировались от 9 до 18,7 мм, что обеспечило учет основного сортамента труб, входящих в состав МГ. Образцы были изготовлены из наиболее подверженных КРН сталей классов прочности X60...X70 в широкой номенклатуре марок

(09Г2, 09Г2С, 10Г2, 17ГС, 17Г2С, 20Г2), что позволило учесть различные вариации электрофизических свойств и структурных неоднородностей металла, обусловленных металлургическим качеством и технологией изготовления труб [14]. Подготовленные образцы представляли собой прямоугольные фрагменты трубы размерами от 200×200 до 630×400 мм (рис. 1). Разметку под вырезку образцов осуществляли таким образом, чтобы трещина (группа трещин) располагалась в центральной части образца (см. рис. 1б). Размеры образцов определялись исходя из размеров выявленных колоний трещин в повреждениях КРН с учетом исключения краевых эффектов при измерениях от границ образцов. При подготовке образцов сохраняли исходное состояние поверхности металла трубы, в частности механические и коррозионные повреждения.

Визуализация трещин на поверхности образцов выполнялась с применением магнитопорошковой дефектоскопии. Предварительно проводилась зачистка наружной поверхности образцов до шероховатости<sup>1</sup> поверхности  $Ra \leq 10$  мкм ( $Rz \leq 63$  мкм). Для получения более контрастного индикаторного рисунка на контролируемый участок образца наносился слой белой краски методом аэрозольного распыления. Осмотр контролируемой поверхности проводился в приложенном магнитном поле не ранее чем через 20 с после нанесения магнитного индикатора. Намагничивание выполнялось с использованием электромагнита Magnaflux Y-6. По линиям индикаторного рисунка определялись характеристики развития дефектов КРН на поверхности образцов, и фиксировались следующие их основные особенности: различная плотность трещин в колониях (от 1 до 15 ед./см<sup>2</sup>), расположение трещин в колониях относительно друг друга, извилистая траектория трещин с признаками объединения коллинеарных трещин, а также наличие в колонии трещин, длины которых отличались в 5 и более раз.

Предварительно на образцах размечались маршруты и контрольные точки проведения измерений приборами НК (рис. 2). Точки контроля выбирались в зонах с различной концентрацией трещин КРН с учетом результатов

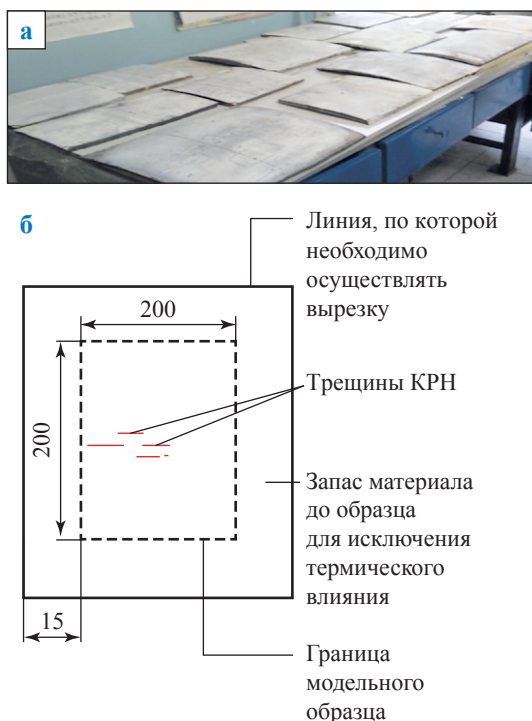


Рис. 1. Общий вид образцов (а), схема вырезки образца из трубы, мм (б)

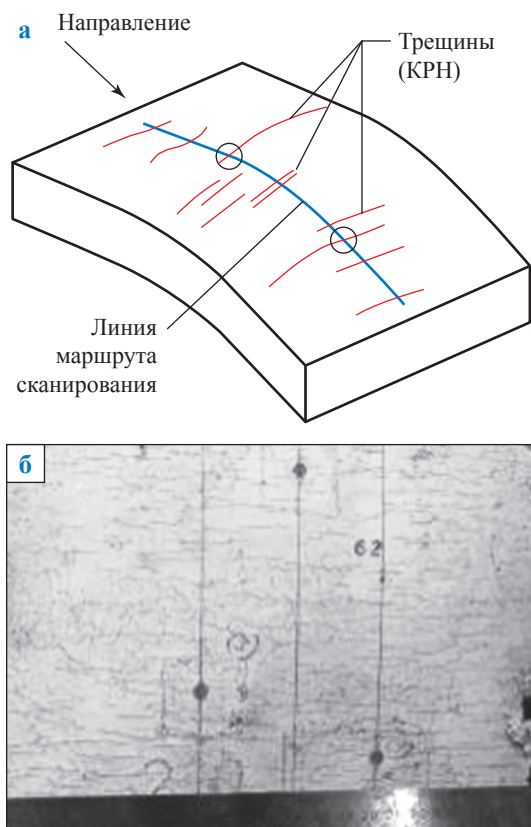


Рис. 2. Схема (а) и пример (б) образца с размеченными маршрутами и контрольными точками для измерений

<sup>1</sup> Ra – среднеарифметическое отклонение профиля; Rz – наибольшая высота профиля (см. ГОСТ 2789-73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики).



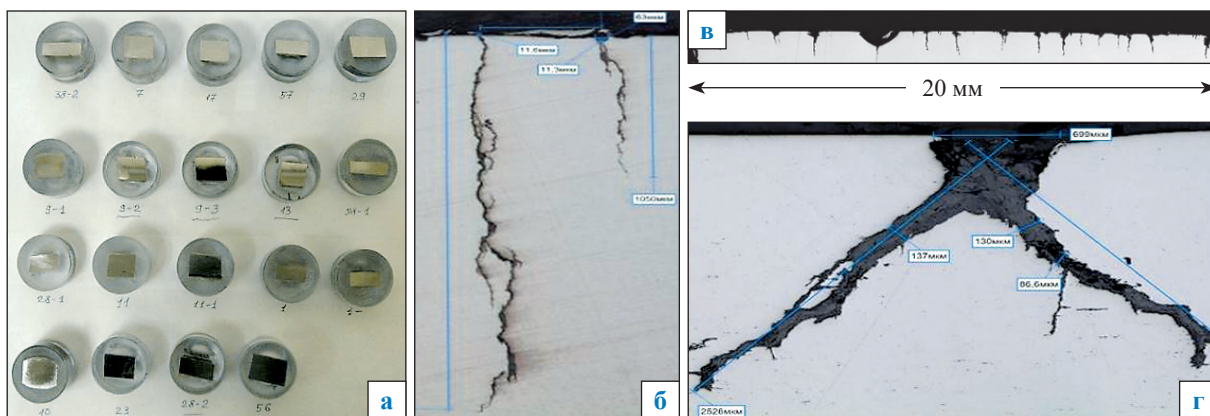


Рис. 3. Внешний вид шлифов до травления (а) и морфология дефектов КРН в образцах: б – ортогональные трещины; в – плотность трещин в колонии; г – наклонные трещины

предварительного оценочного вихретокового контроля, в процессе которого фиксировались трещины, соответствовавшие максимальным показаниям дефектоскопов (см. рис. 2в).

Всего на образцах были определены более 100 точек, в каждой из которых проводилось не менее пяти измерений глубины трещин КРН приборами НК. Совокупность экспериментальных данных составила выборку из более чем 7600 результатов контрольных замеров глубин трещин в колониях КРН с применением 12 приборов НК. Настройка приборов НК выполнялась на контрольных образцах согласно инструкции по их эксплуатации и нормативной документации, регламентирующей проведение НК соответствующим методом.

Фактическая глубина дефекта КРН в каждой контрольной точке определялась посредством оптической электронной микроскопии путем вырезки, шлифовки и обследования образцов размером 20×20 мм (рис. 3).

Металлографические шлифы изготавливались методом горячей запрессовки в автоматическом гидравлическом прессе TORTECH ML40B с последующей обработкой на шлифовально-полировальном станке TORTECH P25FRC. Металлографические исследования шлифов выполнялись на металлографическом микроскопе Zeiss AxioVert A1 с анализатором изображения Thixomet при увеличениях 100×...1000×.

Исследования шлифов предполагали получение и изучение панорамной фотографии верхней части образца, определение глубины, морфологии, раскрытия и плотности трещин в области контроля (см. рис. 3б). В ортогональной плоскости внешней поверхности

образцов определялись трещины разной глубины – от 0,1 до 10 мм: как перпендикулярные вектору максимальных растягивающих напряжений (см. рис. 3в), так и имеющие сложную ветвистую форму с отклонением траектории развития от нормали к поверхности трубы (см. рис. 3г).

В целях получения дополнительной информации о типе и характере трещин КРН в колонии, а также их визуализации и изучения их внутренней структуры в объеме контролируемого шлифа проводились расширенные исследования шлифов с применением промышленного компьютерного томографа GE v|tome|x m 300 (рис. 4).

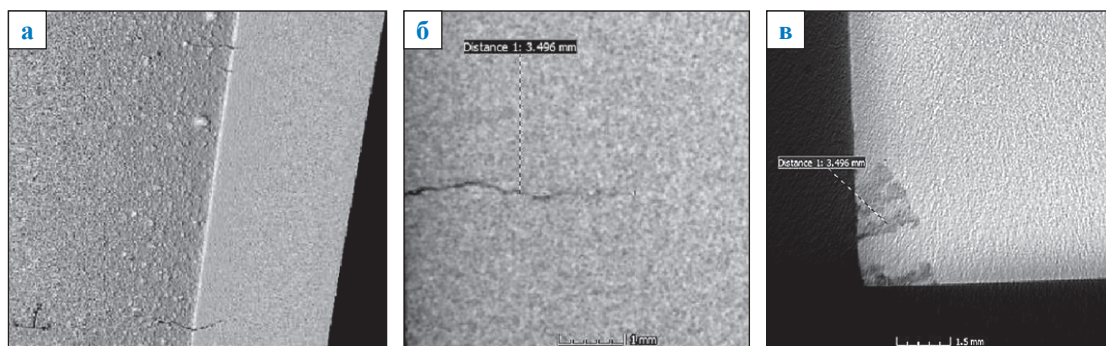
Точность определения глубины дефекта КРН приборами НК оценивалась путем статистической обработки результатов измерений согласно ГОСТ Р 8.736-2011<sup>2</sup>. За оцениваемую величину, а именно измеренное приборами НК значение глубины дефекта КРН, принималось среднее арифметическое ( $\tilde{h}$ ) всех полученных отдельных измерений:

$$\tilde{h} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n h_i, \quad (1)$$

где  $h_i$  –  $i$ -й результат измерений глубины дефекта КРН;  $n$  – число измерений.

Далее для количественного выражения качества проведенного измерения каждым прибором НК рассчитывали абсолютную ( $\Delta$ ) и относительную ( $\delta$ ) погрешности определения глубины дефекта КРН. За истинную величину

<sup>2</sup> ГОСТ Р 8.736-2011 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения.



**Рис. 4. Рентгеновская томограмма шлифа:**  
**а – трехмерная модель; б – вид трещины в поперечном сечении шлифа;**  
**в – вид излома трещины**

принималось значение глубины дефекта, определенное по результатам металлографии ( $h_n$ ):

$$\Delta = \tilde{h} - h_n; \quad (2)$$

$$\delta = \frac{\Delta}{\tilde{h}} \cdot 100 \%. \quad (3)$$

### Результаты эксперимента

Сводная выборка данных о результатах измерений глубины всех представленных типов трещин КРН приборами НК приведена на рис. 5. Линиями на графиках ограничена область приемлемых ( $\delta = \pm 30\%$ ) отклонений результатов измерений от действительного значения, определенного по результатам металлографических исследований.

Количественное представление относительных погрешностей результатов измерений глубины дефектов КРН приборами НК представлено на рис. 6. Сводные результаты измерений показывают (см. рис. 5 и 6), что в отношении ряда диапазонов глубин трещин погрешности средств НК существенно различаются. Это объясняется наличием в контрольных точках измерений неодинаковых по плотности колоний трещин разной длины, имеющих неправильный извилистый профиль.

Анализ представленных зависимостей (см. рис. 6) показывает, что для дефектов КРН малой глубины (до 1 мм) наиболее точные результаты обеспечивают вихретоковые дефектоскопы, но с увеличением глубины дефекта КРН точность их показаний снижается. При использовании штатных вихретоковых дефектоскопов возможно получить приемлемую для практики погрешность оценки трещин КРН глубиной

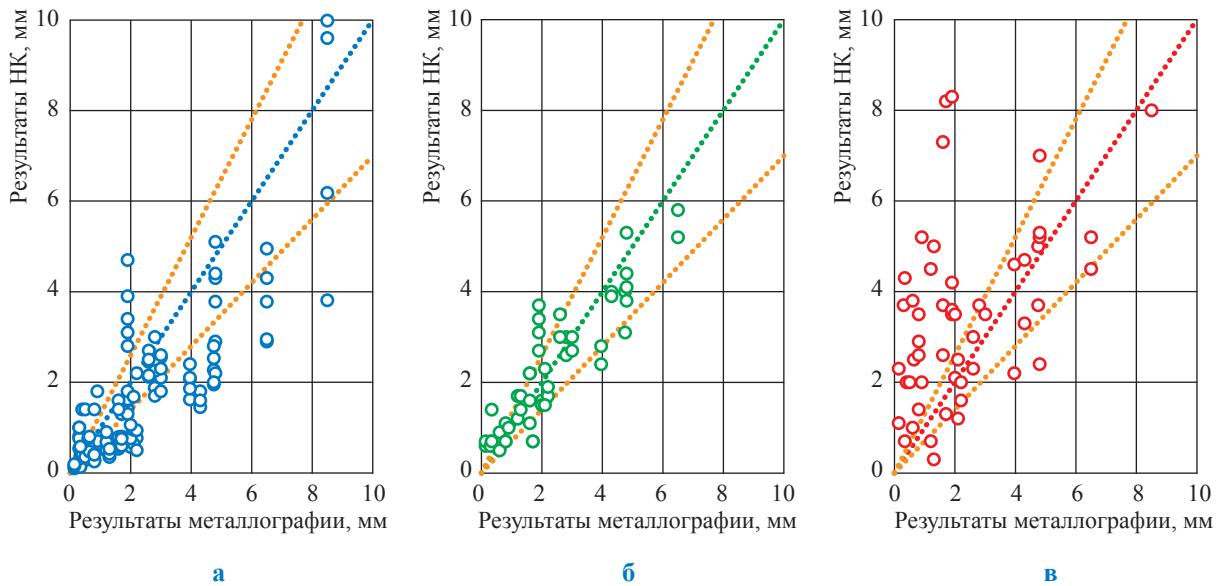
до 3 мм. Приемлемые по точности результаты измерений в пределах  $\delta \pm 30\%$  продемонстрировали электропотенциальные трещиномеры для глубин дефектов более 1 мм и ультразвуковые дефектоскопы при глубинах дефектов более 2,5 мм (более 20% толщины стенки трубы).

Важно отметить, что результаты вихретокового контроля при измерении глубины трещин в колонии КРН могут быть существенно занижены, в среднем на 30...40% при длине трещины, соизмеримой с диаметром ВТП ( $D_{ВТП}$ ) и меньшей. Применительно к электропотенциальным трещиномерам точность дефектометрической оценки глубины трещины определяется условием ее линейной протяженности. Так, длина измеряемой трещины должна в 3 раза и более превышать ее глубину.

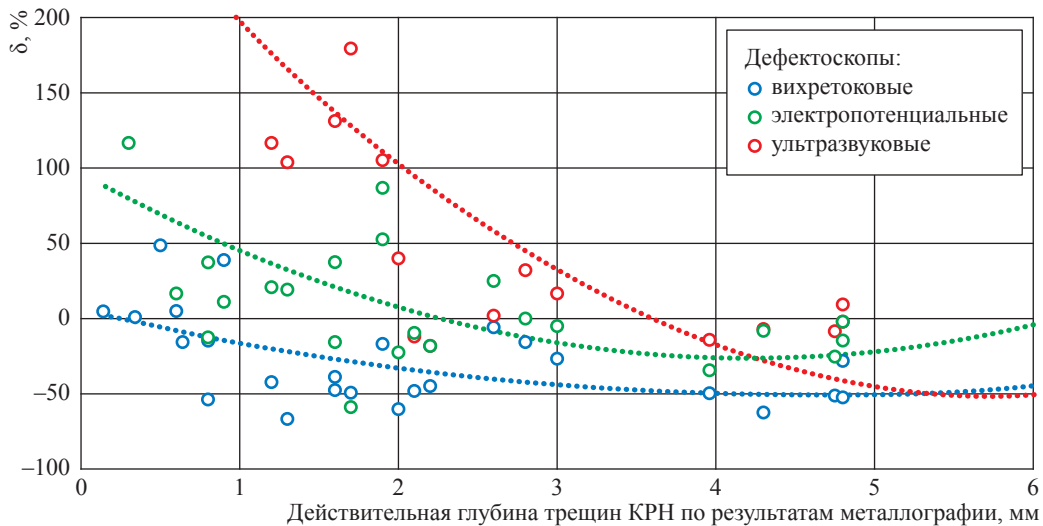
Результаты измерений глубин трещин КРН приборами НК разделены на три выборки в зависимости от морфологических особенностей трещин (рис. 7).

На основании представленных результатов исследований установлены зависимости достоверности оценки глубины трещин КРН от плотности их расположения в колониях. При линейной аппроксимации значений прослеживается однозначная тенденция к возрастанию ошибки измерений при более плотном расположении трещин в колонии КРН (рис. 8).

Для вихретоковых дефектоскопов существенное влияние на результат оценки глубины дефекта КРН оказывает нахождение соседних трещин на расстоянии, соизмеримом с  $D_{ВТП}$  и меньшем. Учитывая плотность трещин в колонии дефектов КРН, при оценке их глубины целесообразно условно разделять ВТП на две группы:  $D_{ВТП} \leq 3$  мм и  $D_{ВТП} > 4$  мм. Так, средняя плотность трещин более 4 ед./см<sup>2</sup> приводит



**Рис. 5. Сводные результаты измерений глубины дефектов КРН приборами НК:**  
**а – вихрековые дефектоскопы; б – электропотенциальные трещиномеры;**  
**в – ультразвуковые дефектоскопы**



**Рис. 6. Относительные погрешности результатов измерений глубины дефектов КРН приборами НК**

к росту погрешности оценки глубины трещины до 50 % при  $D_{втр} \leq 3$  мм и до 65 % при  $D_{втр} > 4$ . Для электропотенциальных трещиномеров невозможность точного позиционирования контактов преобразователя над одной трещиной в колонии из-за их высокой плотности приводит к увеличению погрешности измерений, при этом ошибка может составить примерно 40 %. В связи с этим в данных условиях для измерения глубины трещин целесообразно применять электропотенциальный преобразователь квадратного (2×2) исполнения.

Ультразвуковые дефектоскопы при увеличении плотности трещин в колонии более 3 ед./см<sup>2</sup> в несколько раз завышают результат оценки глубины трещин КРН.

Для всех применяемых приборов НК сложная ветвистая форма трещин с отклонением траектории развития трещины от нормали к поверхности трубы (см. рис. 3г) приводит к дополнительному завышению количественной оценки глубины трещин.

Определены наиболее перспективные с практической точки зрения схемы контроля

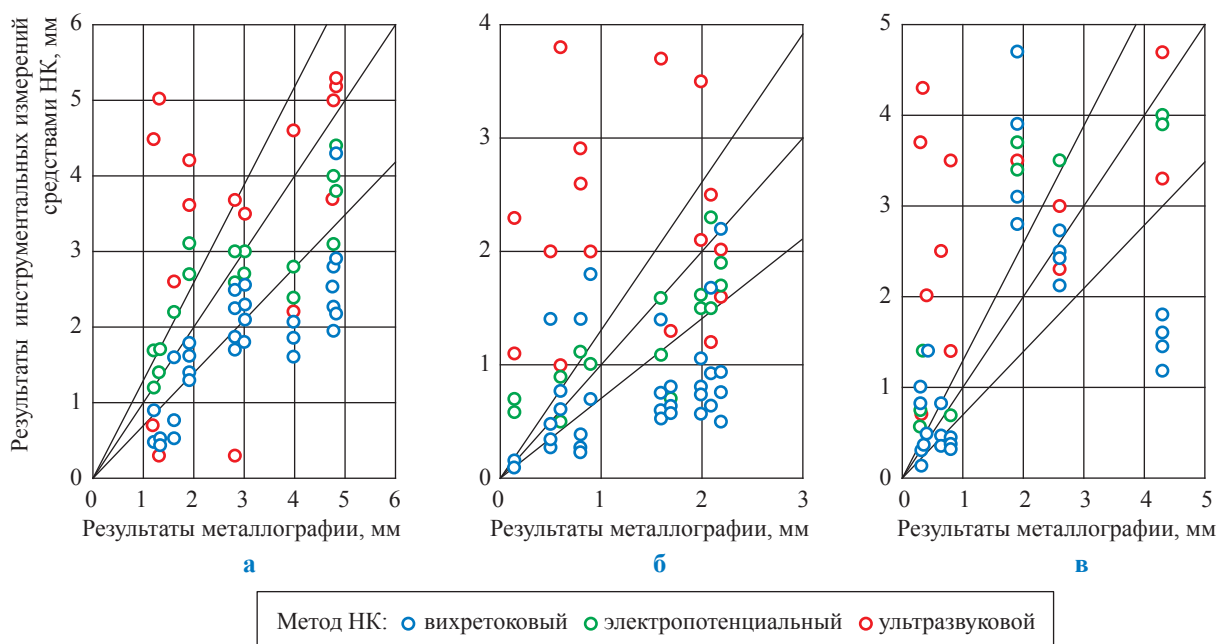


Рис. 7. Сводные данные о результатах измерений глубины трещин КРН по группам трещин: а – ортогональные трещины плотностью от 1 до 3 ед./см<sup>2</sup>; б – ортогональные трещины плотностью более 4 ед./см<sup>2</sup>; в – разветвленные и наклонные трещины

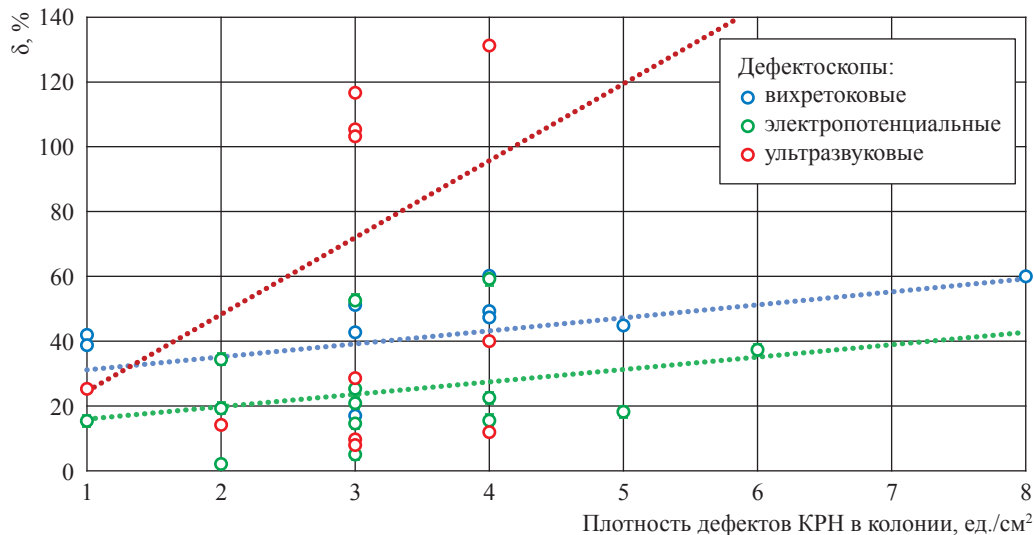


Рис. 8. Зависимость относительной погрешности результатов измерений глубины дефектов КРН от плотности трещин КРН в колонии

дефектов КРН ультразвуковыми приборами, а именно:

- дифракция поперечных волн на трещине с использованием раздельно-совмещенного преобразователя;
- эхо-импульсная томография с помощью ультразвукового дефектоскопа с цифровой фокусировкой апертуры антенной решетки.

На основании результатов исследований возможностей названных ультразвуковых способов контроля, их ограничений, особенностей

при поиске образов вершин трещин намечены составляющие для разработки методики измерений глубины дефектов КРН.

С учетом удобства практического применения наиболее приемлемыми в трассовых условиях являются приборы, реализующие вихретоковый метод НК. Вихретоковый контроль целесообразно применять в качестве поискового, а также при первичной оценке глубины КРН. При сопоставимых уровнях погрешностей применение электропотенциальных трещиномеров

### Погрешности результатов измерений приборами НК для ряда диапазонов фактических глубин трещин, %

Диапазон глубин трещин КРН, мм	Вихретоковый метод НК				Электрический (электропотенциальный) метод НК	
	$D_{ВТП} > 4$ мм		$D_{ВТП} \leq 3$ мм		– $\delta$	+ $\delta$
	– $\delta$	+ $\delta$	– $\delta$	+ $\delta$		
$\leq 0,5$	66	184	41	65	100	210
$> 0,5 \dots 1,0$	77	239	37	63	70	24
$> 1,0 \dots 1,5$	63	60	48	38	35	37
$> 1,5 \dots 2,0$	60	65	46	55	41	41
$> 2,0 \dots 2,5$	52	65	48	17	18	7
$> 2,5 \dots 3,0$	54	62	44	47	35	37

менее предпочтительно по сравнению с вихретоковыми дефектоскопами в связи с большими трудоемкостью и стоимостью подготовительных и технологических операций НК, которые требуют дополнительной зачистки поверхности над дефектом до металлического блеска.

При оценке глубины выявленной трещины большое значение имеет погрешность результатов измерений в определенных диапазонах. Путем сравнения измеренных приборами НК значений глубины дефектов КРН с результатами металлографических исследований установлены погрешности измерений для ряда диапазонов фактических глубин трещин (таблица).

#### Практические рекомендации

Полученные результаты исследований позволяют разработать практические рекомендации к технологиям контроля труб, определить оптимальные области применения различных приборов НК при оценке глубины дефектов КРН в процессе категорирования и отбраковки труб с дефектами КРН.

С учетом высокой производительности вихретокового метода контроля относительно электропотенциального при оценке дефектов КРН глубиной до 10 % от толщины стенки трубы целесообразно применять первый метод в комбинации с различными диаметрами ВТП. В этом случае технология поиска и предварительной оценки глубины дефектов КРН должна предполагать 100%-ный вихретоковый контроль всей поверхности контролируемого участка с использованием  $D_{ВТП} \gg 4$  мм. Далее для ряда дефектов КРН в определенном диапазоне глубин результат измерений может быть уточнен методом вихретокового контроля с применением ВТП «карандашного типа» ( $D_{ВТП} \leq 3$  мм) или способом контролируемой шлифовки.

На рис. 9 показаны возможности применения данного подхода к задаче категорирования и отбраковки труб наружным диаметром 1420 мм, имеющих стенку толщиной 15,7 мм, с повреждениями КРН, глубина которых составляет 10 % от толщины стенки трубы, с учетом приборных погрешностей (см. таблицу).

Повреждения КРН оценочной глубиной до 1,1 мм по показаниям вихретокового дефектоскопа при  $D_{ВТП} \leq 3$  мм относят к допустимым (менее 10 % от толщины стенки трубы), а оценочной глубиной более 2,8 мм – к недопустимым (более 10 % от толщины стенки трубы). Повреждения КРН оценочной глубиной 1,1...2,8 мм включительно по показаниям вихретокового дефектоскопа при  $D_{ВТП} \leq 3$  мм относят к граничным. Статистическая доля дефектов КРН в данном диапазоне глубин в среднем составляет 18 %, и оценку глубины для таких дефектов выполняют методом контролируемой шлифовки.

Статистический анализ данных о повреждениях КРН, выявленных методами НК в процессе капитального ремонта МГ ПАО «Газпром», показывает, что примерно в 80 случаях из ста глубина дефектов КРН не превышает 10 % от толщины стенки трубы [2]. При этом сметная стоимость работ по вышлифовке поверхности металла труб с последующим контролем может в несколько раз превышать стоимость операций по выявлению дефектов КРН и определению их размеров исключительно средствами НК. Исходя из реальных статистических данных о МГ с повреждениями КРН инновационная технология ремонта труб в трассовых условиях с применением покрытий, содержащих ингибирующие КРН композиции, и реализация предложенного подхода к НК в процессе категорирования и отбраковки труб с дефектами КРН позволят снизить объемы работ, обеспечивающих контролируемую шлифовку труб,

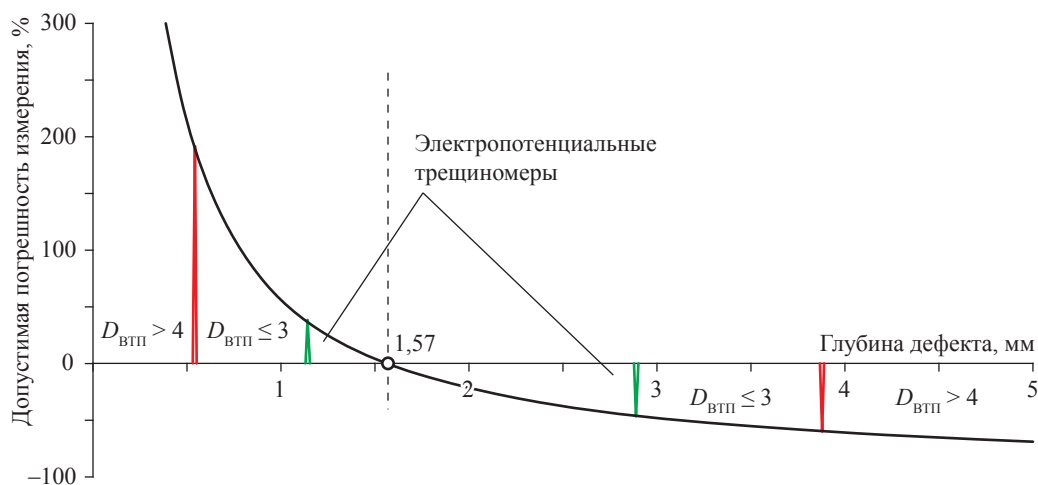


Рис. 9. Области применения приборов НК при отбраковке стальных (класс X70) труб диаметром 1420 мм (толщина стенки трубы – 15,7 мм) [5]

в 4 раза. Сравнительный технико-экономический анализ традиционной технологии определения размеров дефектов КРН и разработанного способа НК показывает потенциал 70%-ного сокращения финансовых затрат на техническую диагностику в процессе категорирования и отбраковки труб при рассматриваемом уровне дефектности МГ.

\*\*\*

Результаты исследовательских испытаний приборов, реализующих вихретоковый, электропотенциальный и ультразвуковой методы НК, продемонстрировали возможности и перспективы представленного оборудования при оценке глубины дефектов КРН.

Определено влияние параметров трещин КРН, характеризующихся различными плотностью, глубиной, раскрытием и пространственной ориентацией по толщине стенки трубы, на оценку их глубин приборами НК. При дефектометрии трещин КРН с высокой плотностью ( $> 4$  ед./см<sup>2</sup>) в колонии существенно возрастает погрешность измерений. Для вихретоковых дефектоскопов ошибка может составить примерно 65 %, для электропотенциальных трещиномеров – примерно 40 %.

Установлены предельные погрешности измерений глубины дефектов КРН приборами НК для ряда диапазонов фактических глубин трещин в колонии, подтвержденные методами оптической электронной микроскопии и рентгеновской томографии. Вихретоковые дефектоскопы с  $D_{ВТП} \leq 3$  мм обеспечивают наиболее точные результаты оценки глубины трещин

в колонии:  $+\delta = 65$  %,  $-\delta = 40$  % при максимальной глубине трещины до 1 мм;  $\pm\delta = 50$  % для трещин максимальной глубиной 1...3 мм (см. таблицу). Электропотенциальные трещиномеры обеспечивают в среднем  $\pm\delta = 40$  % для глубин коррозионных трещин свыше 1 мм, однако являются менее предпочтительными по сравнению с вихретоковыми дефектоскопами с точки зрения применения в трассовых условиях из-за трудоемкого комплекса подготовительных операций и могут быть рекомендованы для выборочной проверки результатов НК.

Результаты исследований позволяют разработать методику ранжирования выявленных дефектов КРН, сочетающую в себе высокую производительность технологических операций дефектоскопии, достаточную чувствительность и достоверность оценки при определении условных параметров дефектов КРН. Данный подход обеспечит оптимизацию объемов НК и минимизацию затрат на контролируемую шлифовку труб в процессе их категорирования и отбраковки в ходе капитального ремонта МГ. При этом детальный анализ данных ультразвуковых дефектоскопов с учетом особенностей схем контроля и влияния толщин стенок образцов выходит за рамки настоящей статьи и требует отдельного рассмотрения.

Полученные результаты также представляют практическое значение в отношении автоматизации процесса технического диагностирования и категорирования труб с применением диагностических комплексов при трассовом ремонте протяженных участков МГ.

## Список литературы

1. Филатов А.А. Особенности технологии капитального ремонта газопроводов на современном этапе / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, А.Д. Лазарев и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 90–94.
2. Кантюков Р.А. Устройства для ремонта локальных дефектов / Р.А. Кантюков, Н.М. Якупов, И.М. Тамеев и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 2. – С. 60–63.
3. 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.
4. Арабей А.Б. Технология ремонта магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, И.В. Ряховских, А.В. Мельникова и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 3 (71). – С. 3–16.
5. Пат. RU 2639599 С2. Способ отбраковки и ремонта труб подземных трубопроводов / С.В. Нефедов, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов и др.; заявка № 2016123908 от 15.06.2016; опубл. 21.12.2017.
6. Шкатов П.Н. Исследование возможности измерения электропотенциальным методом глубины поверхностной трещины в зоне сетки трещин / П.Н. Шкатов, И.О. Лисицина // Приборы. – 2016. – № 5. – С. 14–22.
7. Шкатов П.Н. Исследование возможности ослабления влияния соседней трещины на вихретоковый сигнал накладного вихретокового преобразователя / П.Н. Шкатов, И.О. Лисицина // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. – 2016. – № 5 (319). – С. 130–135.
8. Janousek L. Decline in ambiguity of partially conductive cracks' depth evaluation from eddy current testing signals / L. Janousek, M. Smetana, M. Alman // Int. J. Appl. Electromagnet. Mech. – 2012. – Т. 39. – С. 329–334.
9. Chi B.B. Manufacturing of representative axial stress corrosion cracks in tube specimens for eddy current testing / Bum Bahn Chi, S. Bakhtiari, J. Park, et al. // Nuclear Engineering and Design. – 2013. – Т. 256. – С. 38–44.
10. Li P. Sensitivity boost of rosette eddy current array sensor for quantitative monitoring crack / Peiyuan Li, Li Cheng, Yuting He, et al. // Sensors and Actuators A: Physical. – 2016. – Т. 246. – С. 129–139.
11. Nafiah F. Quantitative evaluation of crack depths and angles for pulsed eddy current non-destructive testing / F. Nafiah, A. Sophian, M.R. Khan, et al. // NDT and E International. – 2019. – Т. 102. – С. 180–188. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2018.11.019>.
12. Li P. A novel frequency-band-selecting pulsed eddy current testing method for the detection of a certain depth range of defects / Peng Li, Shejuan Xie, Kedian Wang, et al. // NDT and E International. – 2019. – Т. 107. – № 102154.
13. Xie S. Features extraction and discussion in a novel frequency-band-selecting pulsed eddy current testing method for the detection of a certain depth range of defects / S Xie, L. Zhang, Y. Zhao, et al. // NDT and E International. – 2020. – Т. 111. – № 102211. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2019.102211>.
14. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2 (673). – С. 52–54.

## Assessment of dimensions for stress-corrosion cracks during technical diagnosis of gas pipelines

I.V. Ryakhovskikh<sup>1\*</sup>, A.A. Kaverin<sup>1</sup>, I.G. Petukhov<sup>1</sup>, A.V. Lipovik<sup>1</sup>, A.A. Selivanov<sup>2</sup>, A.V. Sakhon<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

\* E-mail: I\_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article highlights experimental examination of the instruments for nondestructive testing (NDT) in respect to their applicability for assessing dimensions of the stress-corrosion cracks families located upon the tubes incorporated into working gas mains. The tested tubes were distinct in sizes, properties and chemical compositions. Authors present the derived dependencies between the indications of the supersonic, eddy current, or electropotential flow detectors and the factual sizes of cracks. Authenticity of study results and conclusions were testified using standard methods of optical electron microscopy and X-ray tomography during verification

of cracks dimensions in the points where the NDT instruments showed maximal indications. There are also practical recommendations on the application of the NDT instruments for assessing depths of stress-corrosion flaws and possibility to use this technology for categorization and rejection of tubes being parts of the trunk gas pipelines.

**Keywords:** trunk gas pipeline, stress-corrosion defects, technical diagnostics, nondestructive testing.

### References

1. FILATOV, A.A., I.I. VELIYULIN, A.D. LAZAREV, et al. Features of technology of overhaul repair of gas pipelines at the present stage [Osobennosti tekhnologii kapitalnogo remonta gazoprovodov na sovremennom etape]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2017, no. 12, pp. 90–94. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. KANTYUKOV, R.A., N.M. YAKUPOV, I.M. TAMEYEV, et al. Devices for remedying local defects [Ustroystva dlya remonta lokalnykh defektov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 2, pp. 60–63. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. ALIMOV, S.V., A.B. ARABEY, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Concept for diagnosing and repairing gas mains in regions prone to stress corrosion [Kontseptsiya diagnostirovaniya i remonta magistralnykh gazoprovodov v regionakh s vysokoy predraspolozhennostyu k stress-korrosii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. S2 (724), pp. 10–15. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. ARABEY, A.B., I.V. RYAKHOVSKIKH, A.V. MELNIKOVA, et al. Technique for repairing trunk gas pipelines subject to stress corrosion [Tekhnologiya remonta magistralnykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomy rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2017, no. 3(71), pp. 3–16. ISSN 2070-6820. (Russ.).
5. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method of rejection and repair of underground pipelines* [Sposob otrakovki i remonta trub podzemnykh truboprovodov]. Inventors: S.V. NEFEDOV, I.V. RYAKHOVSKIKH, R.I. BOGDANOV, et al. Appl.: 15 June 2016, no. 2016123908; publ.: 21 December 2017. RU 2639599 C2. (Russ.).
6. SHKATOV, P.N., I.O. LISITSINA. Study into the feasibility of electropotential measurements of a skin crack within an alligatoring zone [Issledovaniye vozmozhnosti izmereniya elektropotsialnym metodom glubiny poverkhnostnoy treshchiny v zone setki treshchin]. *Pribory*, 2016, no. 5, pp. 14–22. ISSN 2071-7865. (Russ.).
7. SHKATOV, P.N., I.O. LISITSINA. Study into the feasibility to decrease the effect of a nearby crack upon an eddy-current signal of an attachable eddy-current converter [Issledovaniye vozmozhnosti oslableniya vliyaniya sosedney treshchiny na vikhretokovyy signal nakladnogo vikhretokovogo preobrazovatelya]. *Fundamentalnyye i Prikladnyye Problemy Tekhniki i Tekhnologii*, 2016, no. 5 (319), pp. 130–135. ISSN 2073-7408. (Russ.).
8. JANOUSEK, L., M. SMETANA, M. ALMAN. Decline in ambiguity of partially conductive cracks' depth evaluation from eddy current testing signals. *Int. J. Appl. Electromagnet. Mech.*, 2012, vol. 39, pp. 329–334. ISSN 0021-8928. (Russ.).
9. CHI, B.B., S. BAKHTIARI, J. PARK, et al. Manufacturing of representative axial stress corrosion cracks in tube specimens for eddy current testing. *Nuclear Engineering and Design*, 2013, vol. 256, pp. 38–44. ISSN 0029-5493.
10. LI, P., L. CHENG, Y. HE, et al. Sensitivity boost of rosette eddy current array sensor for quantitative monitoring crack. *Sensors and Actuators A: Physical*. – 2016. – T. 246. – C. 129–139. ISSN 0924-4247.
11. NAFIAH, F., A. SOPHIAN, M.R. KHAN, et al. Quantitative evaluation of crack depths and angles for pulsed eddy current non-destructive testing. *NDT and E International*, 2019, vol. 102, pp. 180–188. ISSN 0963-8695. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2018.11.019>.
12. LI, P., S. XIE, K. WANG, et al. A novel frequency-band-selecting pulsed eddy current testing method for the detection of a certain depth range of defects. *NDT and E International*, 2019, vol. 107, no. 102154. ISSN 0963-8695.
13. XIE, S., L. ZHANG, Y. ZHAO, et al. Features extraction and discussion in a novel frequency-band-selecting pulsed eddy current testing method for the detection of a certain depth range of defects. *NDT and E International*, 2020, vol. 111, no. 102211. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2019.102211>.
14. ARABEY, A.B., T.S. YESIYEV, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Effect of tube production technologies upon their stress-corrosion resistance [Vliyaniye osobennostey tekhnologii proizvodstva trub na stoikost k korrozionnomy rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2012, no. 2 (673), pp. 52–54. ISSN 0016-5581. (Russ.).



УДК 622.691.4:681.518.5

## Опыт эксплуатации комплексной системы мониторинга технического состояния компрессорной станции

М.М. Адмакин<sup>1\*</sup>, М.Г. Полетаев<sup>1</sup>, С.В. Романов<sup>2</sup>, Д.М. Ляпичев<sup>1,3</sup>, В.В. Кольцова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> АО «Газпром оргэнергогаз», Российская Федерация, 115304, г. Москва, ул. Луганская, д. 11

<sup>2</sup> ООО «Газпром трансгаз Казань», Российская Федерация, 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

<sup>3</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

**Тезисы.** Технологии автоматизированного мониторинга технического состояния являются перспективным средством повышения уровня надежности и безопасности газотранспортных систем, что достигается благодаря переходу от периодического к непрерывному контролю, исключению человеческого фактора, прогнозированию срока безопасной эксплуатации объекта по фактическому техническому состоянию.

До настоящего времени методология применения систем мониторинга не стандартизирована и не унифицирована, что обуславливает необходимость проведения комплекса исследований в области проектирования, разработки, внедрения и эксплуатации таких систем. В статье проанализирован опыт эксплуатации одной из внедренных систем мониторинга. Описана структура системы. Рассмотрены результаты работы отдельных измерительных подсистем. Озвучены проблемные вопросы, способы их решения и перспективы развития.

Внедрение технологий автоматизированного мониторинга технического состояния трубопроводов, технических устройств, фундаментов зданий и сооружений – перспективный путь повышения уровня надежности и безопасности газотранспортных систем [1, 2]. Кроме того, постоянное ускорение темпов цифровизации всех отраслей мировой промышленности обуславливает острую необходимость разработки и внедрения отечественных технологий в области создания и применения цифровых двойников нефтегазовых объектов, что возможно только при достижении полноты и достоверности информации о текущем состоянии объектов, а также оперативности ее получения.

Вместе с тем внедрение автоматизированных систем мониторинга технического состояния трубопроводов, технических устройств, фундаментов, зданий и сооружений (далее – систем мониторинга) на объектах газовой промышленности требует совершенствования существующей нормативной и методологической базы в области технического диагностирования. Несмотря на значительное количество различных систем мониторинга параметров технического состояния, эксплуатируемых в составе газотранспортных систем, до настоящего времени методология их применения не до конца разработана, что обуславливает необходимость проведения комплекса исследований в области разработки, проектирования, пуско-наладки, эксплуатации и ремонтно-технического обслуживания таких средств контроля.

В рамках комплекса исследований проанализирован опыт эксплуатации комплексной системы мониторинга, разработанной совместно ведущими отечественными научными организациями и производственными предприятиями (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, КНИТУ, АО «Газпром оргэнергогаз», ООО «Газэнергоэкспертиза» и др.).

### Объект и методы исследования

Комплексная система мониторинга является автоматизированной системой 4-го поколения, имеет независимую двухуровневую модульную структуру: верхний уровень представлен программно-аппаратным комплексом, реализующим сбор, обработку,

**Ключевые слова:** система мониторинга, техническое диагностирование, напряженно-деформированное состояние, волоконно-оптические датчики, спутниковое позиционирование, обработка данных.

анализ и отображение данных посредством человеко-машинного интерфейса; нижний уровень содержит набор измерительных подсистем.

Комплексная система мониторинга имеет адаптивную структуру, построение которой осуществляется применительно к конкретному объекту мониторинга. В данном случае в состав нижнего уровня системы мониторинга включены следующие подсистемы:

- измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе роботизированного тахеометра и отражающих элементов;
- измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе глобальной навигационной спутниковой системы позиционирования;
- контроля углов наклона несущих конструкций укрытий газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на базе волоконно-оптических инклинометров;
- контроля деформации подземных трубопроводов на базе волоконно-оптических датчиков деформации.

На основании предварительной оценки возможной динамики изменения диагностических параметров определены нижние пороги частоты измерений для каждой подсистемы, после чего реализован график замеров с частотой, на порядок превосходящей пороговую. Частота измерения координат точек мониторинга составила одно измерение раз в 4 ч для подсистемы на базе роботизированного тахеометра, три измерения в час для подсистемы контроля углов наклона, одно измерение в минуту для подсистемы контроля деформаций.

Обработка и анализ данных, получаемых измерительными подсистемами, а также оценка параметров, характеризующих техническое состояние объекта, осуществляется на базе разработанной центральной многопараметрической математической модели (ЦМММ) [3]. Единая численная математическая модель трубопроводной обвязки реализована методом конечных элементов в балочно-трубной постановке, а единая численная математическая модель укрытия ГПА – в балочно-рамной постановке.

Работа системы анализировалась за весь период ее эксплуатации – с февраля 2019 г. по настоящее время. В рассматриваемом периоде инцидентов и аварийных отказов на объекте мониторинга не было, режим работы объекта

изменялся штатно в соответствии с заданиями производственно-диспетчерских служб. Также не зафиксированы отказы программного обеспечения и оборудования системы мониторинга. Таким образом, были обеспечены непрерывный контроль и мониторинг параметров технического состояния, а также накопление необходимого для анализа массива данных. Накопленный массив данных анализировался с применением общепризнанных методов статистического и регрессионного анализа.

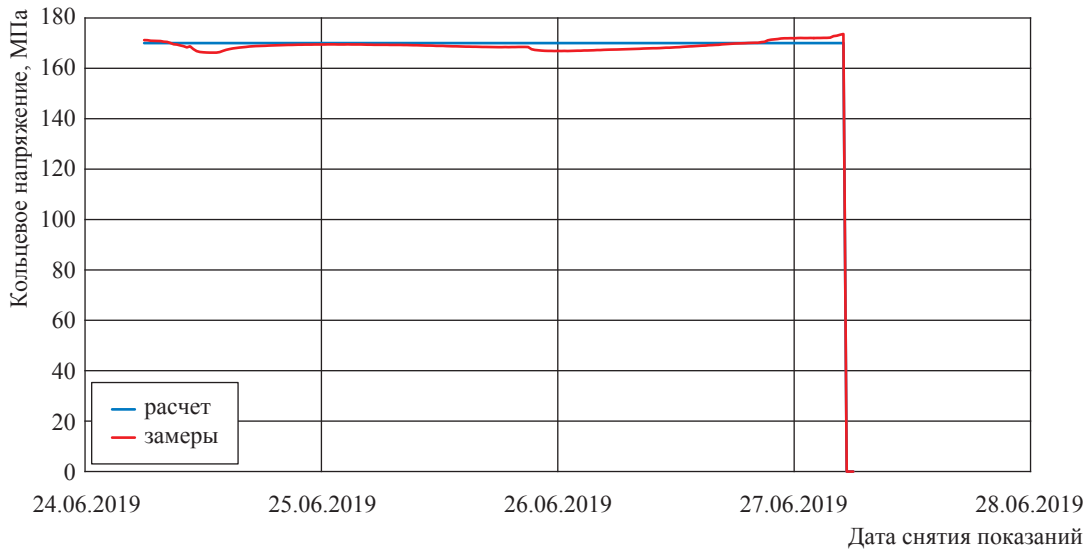
## Результаты наблюдений

**Подсистема контроля деформации подземных трубопроводов.** За анализируемый период деформации подземных трубопроводов находились в рамках допустимых значений, соответствующих проектным нагрузкам и воздействиям на трубопроводы.

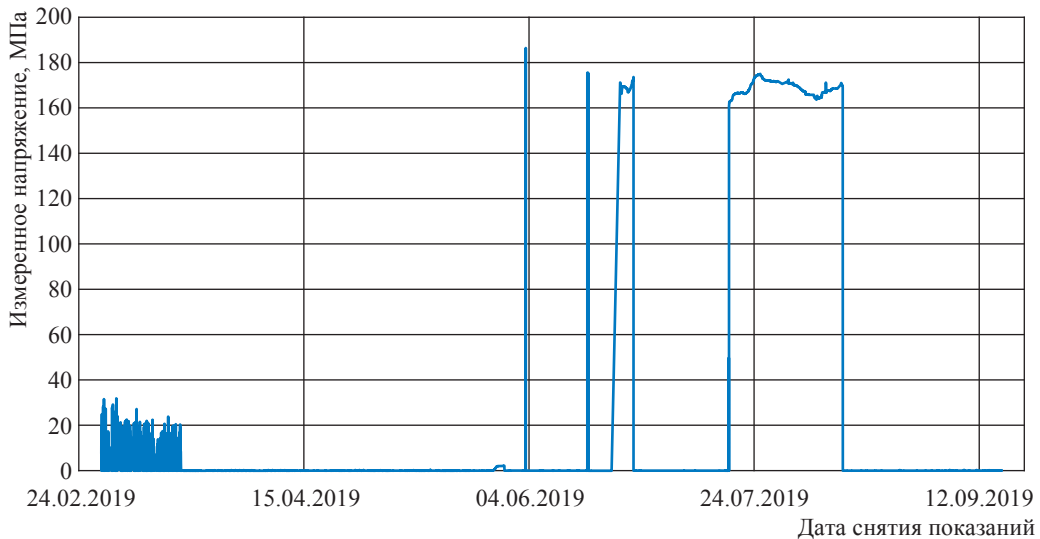
Для оценки достоверности информации, получаемой от измерительной подсистемы, осуществлялось сравнение значений кольцевых напряжений металла труб, определенных по измеренным деформациям и рассчитанных по «котельной» формуле по данным автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Расхождение значений за период наблюдений не превысило 5 %, что свидетельствует о стабильной и качественной работе измерительной подсистемы. На рис. 1 и 2 показаны графики изменения кольцевых напряжений, на рис. 1 также приведен расчетный уровень напряжений по «котельной» формуле, рассчитанный на основе данных о давлении АСУ ТП. За весь период измерений были выявлены колебания кольцевых и продольных напряжений с малой амплитудой на рабочих режимах, а также зафиксированы падения уровня напряжений вследствие остановки цеха (см. рис. 2).

**Подсистема измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений** осуществляла мониторинг координат точек зданий, сооружений и трубопроводов (рис. 3) методом лазерной дальнометрии с помощью роботизированного тахеометра, установленного в специально разработанном климатическом шкафу, обеспечивающем измерения во всем диапазоне температур эксплуатации объекта мониторинга. Результаты измерений за весь анализируемый период показывают, что координаты точек мониторинга не выходили за пределы допустимого



**Рис. 1. Расчетный и измеренный графики изменения кольцевых напряжений в период с 24.06.2019 по 28.06.2019**



**Рис. 2. График изменения кольцевых напряжений в период с 01.03.2019 по 16.09.2019**

диапазона, определенного по результатам моделирования объекта на основании действующих нормативных документов.

Наглядно иллюстрируют возможности данной подсистемы результаты оценки перемещения точки 1.1, расположенной на обвязке ГПА. На рис. 4 приведены графики перемещений данной точки, замеренных в течение длительного периода (свыше 6 месяцев). Видно, что все компоненты перемещений  $u_x$ ,  $u_y$ ,  $u_z$  (ортогональные проекции точки на оси системы координат) переменны во времени, при этом амплитуда перемещений не превышает 0,03 м.

Отдельного внимания заслуживает зафиксированное изменение вертикальных

перемещений точки 1.1 в течение года (рис. 5). В весенний период данная точка на обвязке движется вверх, что обусловлено температурным расширением трубопроводов и подвижками грунта. Осенью 2018 г. положение точки нестабильно вследствие проводимых на станции земляных работ в непосредственной близости от наблюдаемой обвязки.

Отдельно стоит отметить выявленные суточные колебания показаний (рис. 6, 7). Система стабильно фиксирует некоторые суточные колебания перемещений, причем как в 2018 г., так и год спустя – в 2019 г. Причинами подобных колебаний являются изменения дневной и ночной температур и технологические

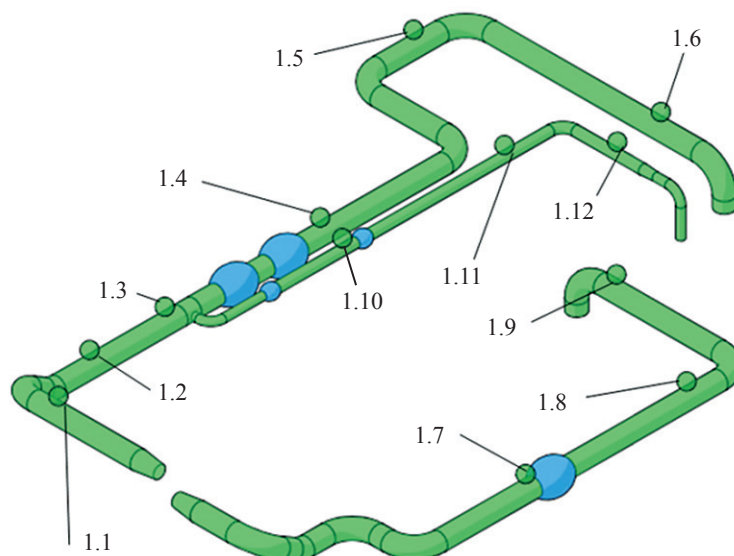


Рис. 3. Схема расположения точек мониторинга

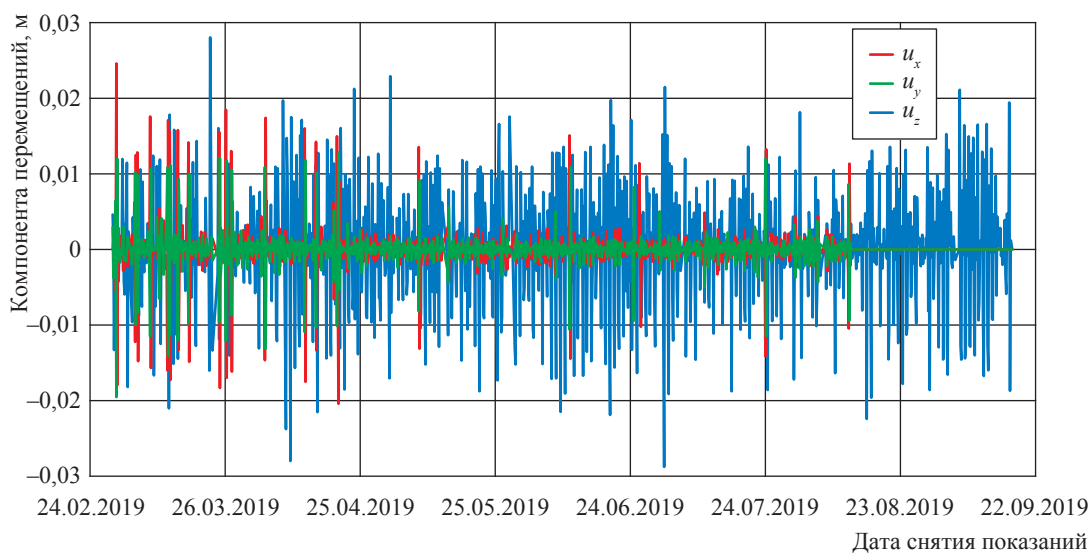


Рис. 4. Пример графиков изменения во времени компонент перемещений точки мониторинга 1.1 (см. рис. 3) на длительном интервале наблюдений

факторы, которые требуют дополнительного изучения.

**Подсистема контроля углов наклона несущих конструкций укрытий ГПА.** На рис. 8 представлен график изменения углов, измеренных одним из инклинометров, установленных на колонне укрытия ГПА длиной 13 м. В соответствии с нормативной документацией отклонение от вертикального положения для колонны данной длины не должно превышать  $0,052^\circ$ . Результаты измерений показали, что выявленные отклонения не превышают допустимых, колонна укрытия ГПА-2 не испытывает предельных нагрузок.

### Обсуждение результатов

Анализ практики эксплуатации показывает, что рассматриваемая система мониторинга позволяет фиксировать диагностические параметры в режиме реального времени, а также выполнять их оценку несколькими способами (детерминистическим моделированием с использованием вероятностных и статистических методов и т.д.).

Преимуществом рассматриваемой системы служит реализованный алгоритм обработки данных, который предполагает применение измеренных параметров в качестве граничных условий системы дифференциальных уравнений и дальнейшее ее решение численными

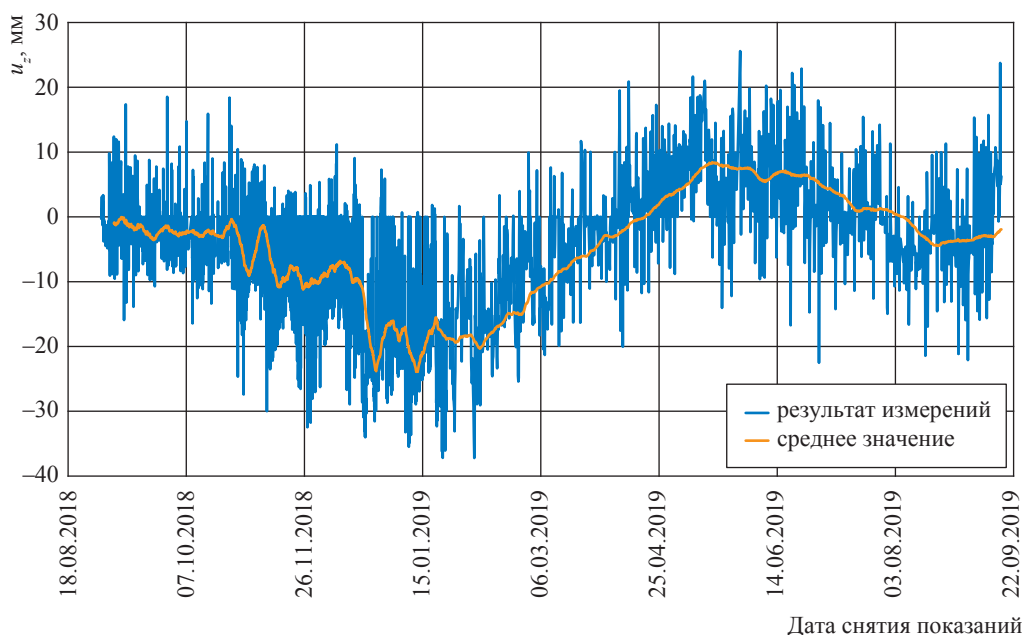


Рис. 5. Вертикальные перемещения точки 1.1 (см. рис. 3) и результат их аппроксимации на длительном интервале наблюдения

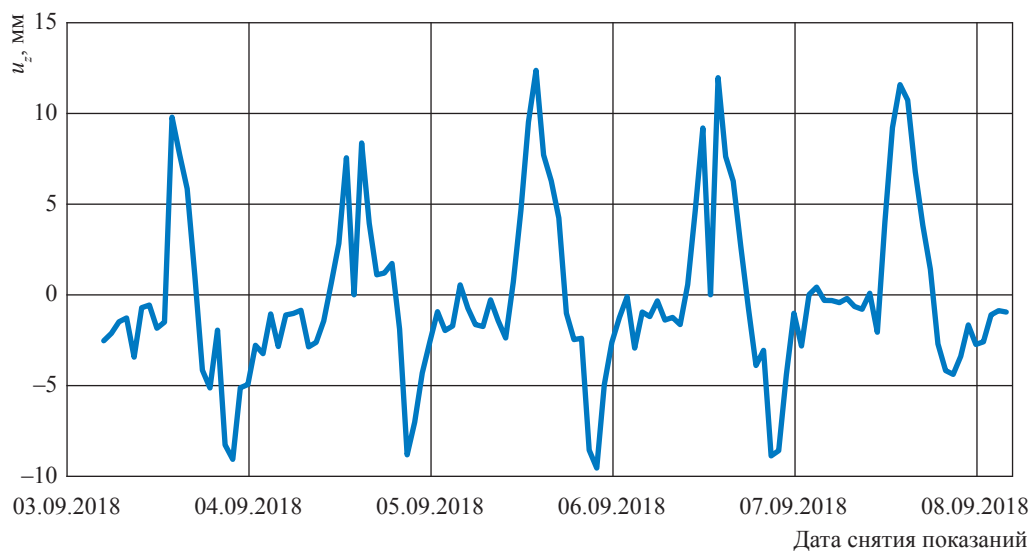


Рис. 6. Вертикальные перемещения точки мониторинга 1.1 за 5-дневный интервал в сентябре 2018 г.

методами. Следует отметить, что такой подход используется при создании цифровых двойников объектов. Это позволяет утверждать: указанная система является одной из первых промышленных реализаций данной технологии на отечественных объектах нефтегазового комплекса.

При эксплуатации систем мониторинга в штатном режиме накапливается значительный объем данных, для обработки которого необходимы современные алгоритмы интеллектуального анализа данных (*англ.* data mining).

Тем не менее результаты анализа полученных данных показывают, что применение класса моделей, предполагающих «обучение с учителем», затруднено, так как объекты мониторинга не могут быть намеренно приведены в предаварийное или аварийное состояние, а вероятность непреднамеренного перехода в предельные состояния слишком низка для практического обучения таких моделей.

Данная техническая проблема может быть решена путем моделирования аварийных

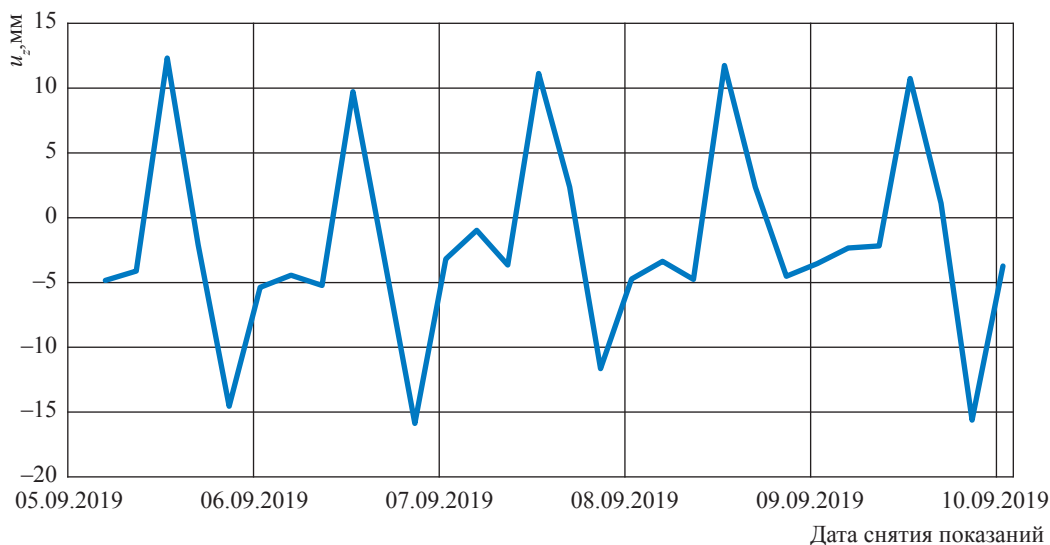


Рис. 7. Вертикальные перемещения точки 1.1 за 5-дневный интервал в сентябре 2019 г.

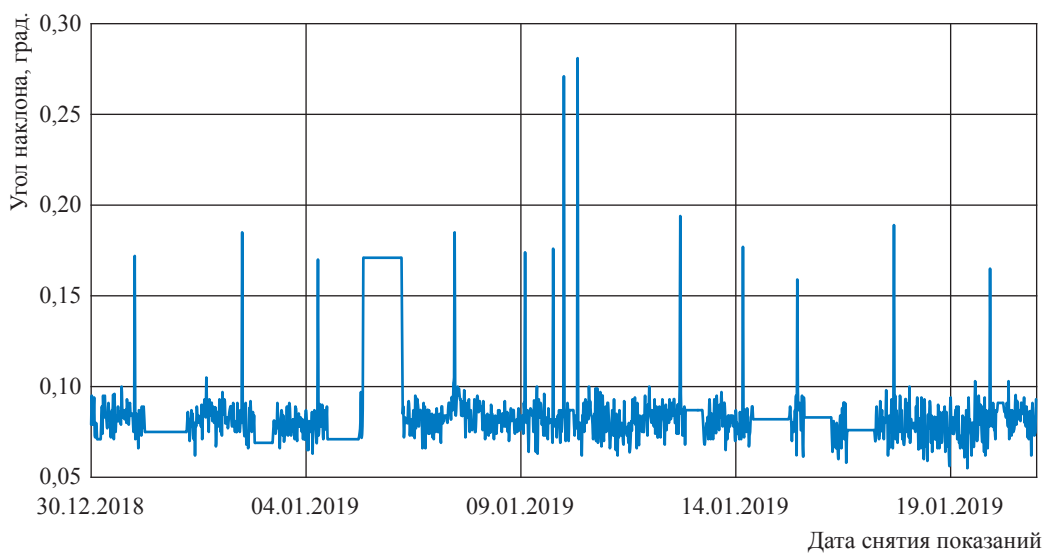


Рис. 8. Изменение угла наклона колонны укрытия ГПА-2 за 3-недельный интервал наблюдений (измерения инклинометром)

сценариев с помощью цифрового двойника, что позволит получить расчетные показания диагностических параметров, которые могут быть использованы в качестве обучающих примеров.

Также результаты измерений показали наличие комплекса нестационарных процессов,

потенциально влияющих на техническое состояние зданий, сооружений и технических устройств, что требует проведения дальнейших исследований в области оценки фактических характеристик прочности длительно эксплуатируемых конструкций нефтегазовых объектов.

## Список литературы

1. Будзуляк Б.В. Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса с применением инновационных технологий / Б.В. Будзуляк, А.С. Лопатин, Д.М. Ляпичев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 11. – С. 21–26.
2. Будзуляк Б.В. Автоматизированная система мониторинга напряженно-деформированного состояния критических участков трубопроводных систем / Б.В. Будзуляк, И.А. Гольдзон, А.П. Завьялов и др. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 10. – С. 12–16.
3. Житомирский Б.Л. Применение комплексного подхода к разработке автоматизированных систем мониторинга технического состояния трубопроводов и оборудования компрессорных станций / Б.Л. Житомирский, Д.М. Ляпичев, М.М. Адмакин и др. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 12. – С. 30–33.

---

## Practices in operating a complex system for monitoring technical status of compressor plants

M.M. Admakin<sup>1\*</sup>, M.G. Poletayev<sup>1</sup>, S.V. Romanov<sup>2</sup>, D.M. Lyapichev<sup>1,3</sup>, V.V. Koltsova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Orgenergogaz JSC, Bld. 11, Luganskaya street, Moscow, 115304, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom Transgaz Kazan, Bld. 41, Adelya Kutuya street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420073, Russian Federation

<sup>3</sup> Gubkin University, Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

**Abstract.** Techniques aimed at automated monitoring of the technical status of equipment are the promising means of reliability and safety improvement for gas transportation systems. Such advantages could be achieved through conversion from the periodical control to the continuous one, exclusion of the human factor, and prediction of the safe operation time for a facility according to its factual technical status.

Up to now, an application concept for monitoring systems has not been standardized and unified yet. That is why it is necessary to carry out the complex studies on design, working out, implementation and operation of the named systems. This article examines work of an implemented monitoring system. Authors describe a structure of the system, and the results of work of the individual measuring subsystems. They also reveal the bottleneck issues, the ways to settle them, and the outlooks for further development.

**Keywords:** monitoring system, technical diagnostics, stress-strain behavior, optical fiber sensor, satellite-based positioning, data processing.

## References

1. BUDZULYAK, B.V., A.S. LOPATIN, D.M. LYAPICHEV. Technical diagnostics of equipment and pipelines at oil-gas facilities using innovative technologies [Tekhnicheskoye diagnostirovaniye oborudovaniya i truboprovodov obyektov neftegazovogo kompleksa s primeneniyyem innovatsionnykh tekhnologiy]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2019, no. 11, pp. 21–26. ISSN 0132-2222. (Russ.).
2. BUDZULYAK, B.V., I.A. GOLDZON, A.P. ZAVYALOV, et al. Automated system for stress-strain behavior monitoring at safety-critical sections of pipeline systems [Avtomatizirovannaya sistema monitoring napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya kriticheskikh uchastkov truboprovodnykh sistem]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2018, no. 10, pp. 12–16. ISSN 0132-2222. (Russ.).
3. ZHITOMIRSKIY, B.L., D.M. LYAPICHEV, M.M. ADMAKIN, et al. Complex approach to designing automated systems for monitoring technical status of pipelines and equipment of compressor plants [Primeneniye kompleksnogo podkhoda k razrabotke avtomatizirovannykh sistem monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya truboprovodov i oborudovaniya kompressornykh stantsiy]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2018, no. 12, pp. 30–33. ISSN 0132-2222. (Russ.).

УДК 621.774

## Освоение производства труб большого диаметра класса прочности K80 (X100) в России

**М.Ю. Недзвецкий<sup>1,2</sup>, А.Б. Арабей<sup>2\*</sup>, К.Ю. Ментюков<sup>2</sup>, М.С. Сахаров<sup>3</sup>, А.И. Смелов<sup>4</sup>, П.П. Степанов<sup>5</sup>, Д.А. Рингинен<sup>5</sup>, А.Б. Гизатуллин<sup>6</sup>, С.В. Шандер<sup>6</sup>**

<sup>1</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>3</sup> АО «Северсталь Менеджмент», Российская Федерация, 127299, г. Москва, ул. Клары Цеткин, д. 2

<sup>4</sup> АО «ИТЗ», Российская Федерация, 196655, г. Санкт-Петербург, Колпино,

Территория Ижорский з-д, д. 90, лит. Д, помещение 1-Н

<sup>5</sup> АО «ВМЗ», Российская Федерация, 607060, Нижегородская обл., г. Выкса, ул. Бр. Баташевых, д. 45

<sup>6</sup> ПАО «ЧТПЗ», Российская Федерация, 454129, Челябинская обл., г. Челябинск,

ул. Машиностроителей, д. 21

\* E-mail: a.b.arabey@gmail.com

**Ключевые слова:** трубы большого диаметра, категория прочности X100, класс прочности K80, механические свойства.

**Тезисы.** ПАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с тремя ведущими российскими металлургическими предприятиями выполнили первый этап работ по оценке технической возможности производства труб класса прочности K80 (X100). Представлен анализ результатов испытаний труб опытных партий, показана выполнимость многих из выдвинутых требований к трубам большого диаметра класса прочности K80.

Мировой опыт свидетельствует о неуклонном интересе ведущих зарубежных операторов к освоению проектов сухопутных газопроводов, рассчитанных на давление более 11,8 МПа, для которых экономическая целесообразность диктует переход на применение сверхвысокопрочных сталей (X100...X120). Концепция строительства газопроводов высокого давления из труб класса прочности K80 (аналог категории прочности X100) имеет особую привлекательность для России с учетом специфики расположения регионов добычи газа и экстремальности природно-климатических условий этих территорий.

Преимущества сооружения магистральных газопроводов из высокопрочных сталей хорошо известны [1–4]. Применение труб класса прочности K80 (X100) дает возможности:

- повысить производительность газопровода за счет транспортировки газа при сверхвысоком рабочем давлении;
- снизить металлоемкость сооружаемых газопроводов ориентировочно до 9 % за счет уменьшения толщины стенки труб;
- снизить расход материалов при сварочно-монтажных работах ориентировочно до 12 %;
- уменьшить стоимость материалов, транспортных расходов, сократить сроки строительства;
- снизить капитальные и операционные расходы построенных газопроводов за счет возможности оптимизации шага расстановки (уменьшения количества) компрессорных станций.

В настоящее время в мировой практике при строительстве магистральных газопроводов наиболее широко используют трубы категории прочности X70. В последнее десятилетие появились примеры успешного применения труб категории прочности X80 [3–4]. Следует отметить, что требования к трубам категории прочности X80, формировавшиеся в течение длительного времени по мере совершенствования процесса производства проката и труб, в итоге были включены в авторитетные мировые стандарты, такие как API 5L, ISO 3183, CSA Z245.1 и DNV OS-F101. Первые



требования к трубам категории прочности выше X80 появляются только в 1990-х гг. в ходе реализации зарубежных исследовательских проектов (рис. 1), и только с марта 2007 г. они публикуются в стандарте ISO 3183 (табл. 1).

Основные требования к механическим свойствам высокопрочных трубных сталей включают: показатели прочности (пределы прочности и текучести), получаемые в ходе испытаний на растяжение (определяются на 2-дюймовых образцах согласно ASTM A370); показатели вязкости, получаемые в ходе испытаний на ударный изгиб образцов Шарпи с V-образным надрезом; показатели сопротивления протяженному разрушению, получаемые в ходе испытаний на ударный изгиб падающим грузом; а также требования к свойствам сварного соединения. Кроме того, в стандарте ISO 3183 с целью обеспечения свариваемости стали сформулированы ограничения по ее химическому составу. Применительно к условиям эксплуатации конкретного проекта стандарт предусматривает возможность введения дополнительных требований, регламентируемых дополнительными спецификациями.

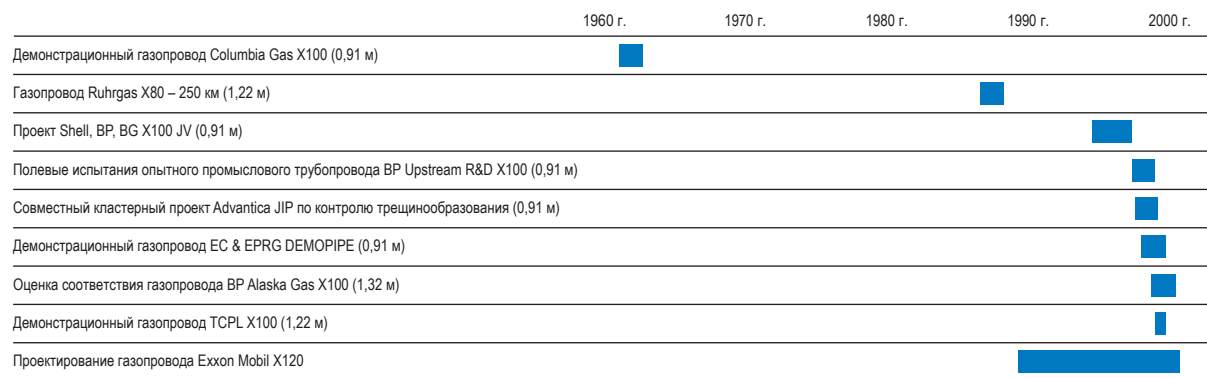
В последние годы рядом ведущих российских трубных компаний выполняются

работы по освоению производства труб класса прочности K80 для перспективных проектов ПАО «Газпром» [6, 7]. Опираясь на мировой опыт и достигнутый на сегодня уровень металлургического и трубного производств, специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» сформулировали исходные технические требования к опытным партиям труб класса прочности K80:

- номинальный диаметр – 1220 мм;
- толщина стенки – 20 мм;
- рабочее давление труб класса прочности K80 – 14,8 МПа;
- рабочее давление труб категории прочности X100 – 14,2 МПа;
- минимальная температура стенки труб при полигонных испытаниях – минус 20 °С.

Требования к механическим свойствам основного металла труб приведены в табл. 2.

Наглядное представление о соответствии фактических свойств опытных труб целевым показателям технических требований дают гистограммы распределения значений механических характеристик труб, построенные посредством обобщения результатов испытаний, проведенных на АО «ВМЗ», ПАО «ЧТПЗ» и АО «ИТЗ». Механические испытания на одноосное растяжение основного



**Рис. 1. История разработки требований к трубам категорий прочности X80...X120 [5]: проекты, в ходе которых отработывались требования и сама возможность применения соответствующих труб (в скобках указан диаметр используемых труб)**

Таблица 1

**Требования стандарта ISO 3183:2012\* к механическим свойствам труб класса прочности X100**

Тело трубы					Сварной шов	
Предел текучести $\sigma_{0,2}$ , МПа	Временное сопротивление $\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}/\sigma_B$ максимум	Относительное удлинение** $\delta_2$ %, минимум	Работа удара KV, Дж, минимум, для диаметра 1219...1422 мм	$\sigma_B$ , МПа	KV, Дж
690...840	760...990	0,97	17	68	760	50

\* См. ISO 3183:2012. Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems.

\*\* Индекс «2» означает, что удлинение определяется на 2-дюймовых образцах по стандарту ASTM 370.

Таблица 2

**Требования к механическим свойствам основного металла труб  
классов прочности К80 и Х100, разработанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»**

Класс (категория) прочности	Направление вырезки образцов	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\sigma_B$ , МПа	Отношение $\sigma_{0,2}/\sigma_B$ , не более	Относительное удлинение после разрыва $\delta_5$ , %, не менее
К80	Поперечное	690...840	790...910	0,95	14,0
	Продольное	630...840	755...910	0,95	14,0
Х100	Поперечное	690...840	760...910	0,95	14,0
	Продольное	630...840	725...910	0,95	14,0

металла труб проводили при температуре 20 °С на плоских 5-кратных образцах типа I<sup>1</sup>, вырезанных в поперечном направлении относительно оси трубы (рис. 2).

Как следует из представленных гистограмм, большая часть экспериментально полученных значений  $\sigma_B$  и  $\sigma_{0,2}$  укладывается в требуемые интервалы. В то же время не все значения  $\delta_5$  подтверждают нормативный уровень данного параметра.

Для высокопрочных труб ввиду повышенного риска протяженных разрушений особую важность представляют результаты испытаний по определению вязкостных свойств металла. С учетом корреляционных зависимостей между фактическими значениями ударной вязкости и остановкой динамической трещины, полученных ранее в ходе полигонных пневматических испытаний труб класса прочности К65, минимальные значения ударной вязкости (КСВ) для основного металла труб класса прочности К80 были приняты на уровне 320 Дж/см<sup>2</sup> при температуре испытания минус 20 °С и 250 Дж/см<sup>2</sup> при температуре испытания минус 40 °С. Для сварного шва минимальные значения КСВ установлены на уровне 80 Дж/см<sup>2</sup> при температуре испытания минус 20 °С (аналогичное требование для температуры минус 40 °С является факультативным).

Испытания основного металла на ударный изгиб (рис. 3) проводили на поперечных образцах<sup>2</sup> Шарпи типа 11, сварного соединения (рис. 4) – на образцах с надрезом по центру шва (МШ) и по линии сплавления 50 % + 50 % (ЛС).

Исходя из построенных переходных кривых для основного металла (см. рис. 3) можно

сделать вывод, что целевые требования к КСВ труб класса прочности К80 являются достижимыми. Доля вязкой составляющей в изломе образцов при испытаниях падающим грузом установлена на уровне 85 %. Количество вязкой составляющей в изломе образцов основного металла труб было определено по ГОСТ 30456<sup>3</sup> на полнотолщинных образцах в диапазоне температур от плюс 20 до минус 70 °С на двух заводах. Результаты испытаний падающим грузом приведены на рис. 5.

Количество вязкой составляющей в изломе образцов основного металла труб при температуре испытаний минус 20 °С в целом соответствует заявленным целевым требованиям. Примечательно, что по мере понижения температуры испытаний за пределы значения минус 20 °С наблюдается монотонное – без резкого падения – снижение количества вязкой составляющей в изломе образцов.

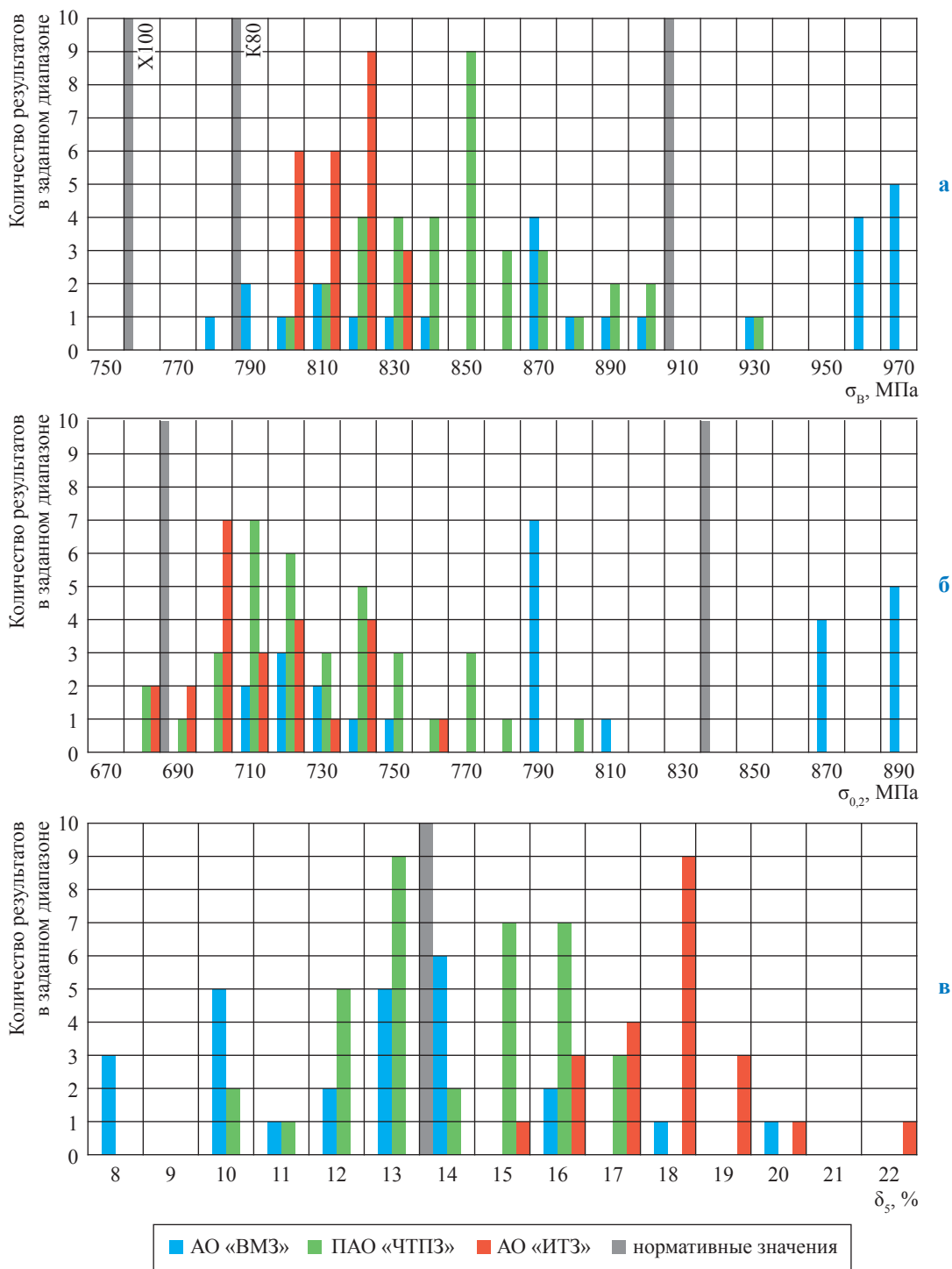
В настоящей работе представлен анализ только части полученных в ходе исследования результатов испытаний. Тем не менее даже приведенных данных достаточно, чтобы прийти к заключению: имеющийся на сегодня уровень металлургического, прокатного и трубного производств позволяет достичь целевых требований, предъявляемых к трубам класса прочности К80.

В то же время очевидным представляется вывод о необходимости дальнейшего совершенствования химического состава стали и технологий ее прокатки, направленных на обеспечение стабильности получаемых механических характеристик труб. Следует оценить целесообразность внедрения результатов работ, которыми установлены негативное влияние кремния и азота на служебные характеристики высокопрочных

<sup>1</sup> См. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение (с Изменениями № 1, 2, 3).

<sup>2</sup> См. ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах (с Изменениями № 1, 2).

<sup>3</sup> ГОСТ 30456-97 Металлопродукция. Прокат листовой и трубы стальные. Методы испытания на ударный изгиб.



**Рис. 2. Результаты механических испытаний основного металла труб в поперечном направлении: а – временное сопротивление; б – предел текучести; в – относительное удлинение**

трубных сталей [8, 10], а также повышение вязко-пластических характеристик металла труб, микролегированного медью [11]. К числу вопросов, требующих обстоятельного изучения, необходимо отнести обоснование приемлемого и при этом достижимого уровня относительного общего и равномерного удлинения.

Повышенного внимания, очевидно, заслуживает также и дальнейший поиск оптимальной технологии заводской сварки труб данного класса прочности.

Окончательно сформировать технические требования к трубам класса прочности К80 (Х100) станет возможным только после

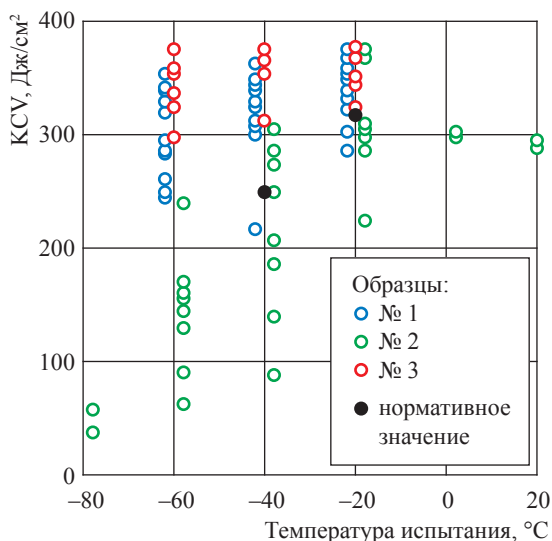


Рис. 3. Результаты испытаний ударной вязкости основного металла труб класса прочности K80

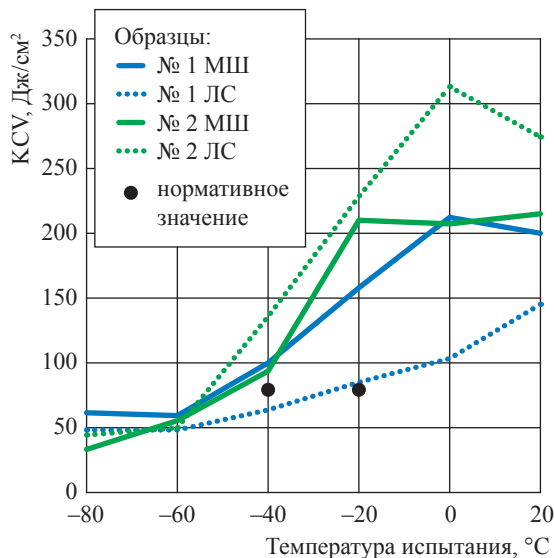


Рис. 4. Результаты испытаний ударной вязкости сварного соединения труб класса прочности K80

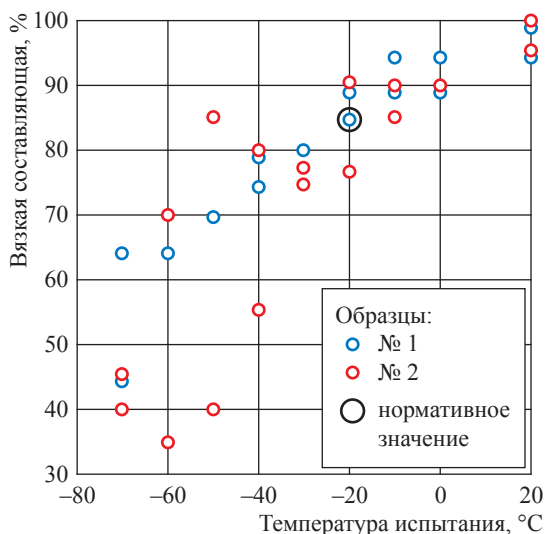


Рис. 5. Количество вязкой составляющей в изломе образца IIIГ

полного цикла экспериментальных исследований, включающих комплекс лабораторных испытаний образцов металла и сварных соединений труб, гидравлических и пневматических испытаний опытных труб, а также исследования возможности изготовления отводов холодного гнущего и оценки свариваемости опытных труб в полевых условиях.

### Список литературы

1. Millwood N. Design and construction of pipelines in ultra-high-strength linepipe / N. Millwood, N. Sanderson, J. Hammond // Pipe & Pipelines International. – 2001. – Март-апрель. – С. 17–23.
2. Zhou J. Application of high-grade steels to onshore natural gas pipelines using reliability-based design method / J. Zhou, B. Rothwell, W. Zhou, et al. // 2006 International Pipeline Conference, September 25–29. – Calgary, Alberta, Canada, 2006. – С. 101–110.
3. Степанов П.П. Разработка и внедрение в производство труб категории прочности X80, изготовленных в условиях ОАО «ВМЗ», для сооружения магистрального газопровода «Бованенково – Ухта» и перспективы разработки высокопрочных труб для объектов ОАО «Газпром» / П.П. Степанов, С.А. Гришин, А.А. Кузьмин и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 4 (48). – С. 12–16.

4. Asahi H. Development and commercialization of high-strength linepipe / H. Asahi, T. Hara, E. Tsuru, et al. // *The Journal of Pipeline Engineering*. – 2010. – 1-й квартал. – С. 5–18.
5. Hammond J. Development of standards and specifications for high strength line pipe / J. Hammond // *International Symposium on Microalloyed Steels for the Oil and Gas Industry*. – Araxa, MG, Brazil: TMS (The Minerals, Metals & Materials Society), 2007. – С. 43–63.
6. Морозов Ю.Д. Структура и свойства штрипса для труб большого диаметра из стали категории прочности X80 – X100 / Ю.Д. Морозов, А.М. Корчагин, В.В. Орлов и др. // *Металлург*. – 2009. – № 3. – С. 43–49.
7. Рингинен Д.А. Изучение свариваемости стали класса прочности X100 / Д.А. Рингинен, А.В. Частихин, Г.Е. Хадеев и др. // *Металлург*. – 2013. – № 12. – С. 68–74.
8. Глебов А.Г. Роль кремния в формировании макро- и микроструктуры высокопрочных сталей / А.Г. Глебов, А.Б. Арабей, А.Н. Луценко и др. // *Известия высших учебных заведений. Черная металлургия*. – 2010. – № 5. – С. 18–23.
9. Глебов А.Г. Образование кристаллизационных нитридов к конструкционной стали / А.Г. Глебов, В.Э. Киндоп, А.Г. Свяжин и др. // *Известия высших учебных заведений. Черная металлургия*. – 2011. – № 11. – С. 30–35.
10. Глебов А.Г. Нитриды титана в трубной стали / А.Г. Глебов, А.Г. Свяжин, А.Б. Арабей и др. // *Известия высших учебных заведений. Черная металлургия*. – 2012. – № 7. – С. 3–11.
11. Арабей А.Б. Микроструктура и дисперсные фазы трубных сталей класса прочности X80 для магистральных газопроводов / А.Б. Арабей, В.М. Фарбер, И.Ю. Пышминцев и др. // *Известия высших учебных заведений. Черная металлургия*. – 2012. – № 1. – С. 30–37.

## Commercial production of the large-diameter K80 (X100) grade pipes in Russia

M.Yu. Nedzvetskiy<sup>1,2</sup>, A.B. Arabey<sup>2\*</sup>, K.Yu. Mentyukov<sup>2</sup>, M.S. Sakharov<sup>3</sup>, A.I. Smelov<sup>4</sup>, P.P. Stepanov<sup>5</sup>, D.A. Ringinen<sup>5</sup>, A.B. Gizatullin<sup>6</sup>, S.V. Shander<sup>6</sup>

<sup>1</sup> Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>3</sup> Severstal PJSC, Bld. 2, Clara Zetkin street, Moscow, 127299, Russian Federation

<sup>4</sup> Izhora Pipe Mill JSC, Premise 1-N, Bld. 90, L-D, Izhora Plants industrial zone, Kolpino, Saint-Petersburg, 196655, Russian Federation

<sup>5</sup> Vyksa Steel Works, Bld. 45, Bratyev Batashevyykh street, Vyksa, Nizhniy Novgorod region, 607060, Russian Federation

<sup>6</sup> Chelyabinsk Pile Rolling Plant PJSC, Bld. 21, Mashinostroiteley street, Chelyabinsk, Chelyabinsk Region, 454129, Russian Federation

\* E-mail: a.b.arabey@gmail.com

**Abstract.** Gazprom PJSC, Gazprom VNIIGAZ LLC together with three leading Russian metallurgical enterprises have fulfilled the first stage of the works on assessment of a technical possibility to manufacture the K80 (X100) strength grade pipes. This article presents the results of the pilot pipe tests, and shows feasibility of many requirements which have been enforced in respect to the large-diameter pipes belonging the K80 class of strength.

**Keywords:** large-diameter tubes, X100 grade of strength, K80 class of strength, mechanical properties.

### References

1. MILLWOOD, N., N. SANDERSON, J. HAMMOND. Design and construction of pipelines in ultra-high-strength linepipe. *Pipe & Pipelines International*, 2001, March-April, pp. 17–23. ISSN 0032-020X.
2. ZHOU, J., B. ROTHWELL, W. ZHOU, et al. Application of high-grade steels to onshore natural gas pipelines using reliability-based design method. In: 2006 International Pipeline Conference, September 25–29, 2006, Calgary, Alberta, Canada, pp. 101–110.
3. STEPANOV, P.P., S.A. GRISHIN, A.A. KUZMIN, et al. Working out and commissioning of the X80 grade pipes manufactured at the Vysokovskiy Mechanical Plant JSC aimed at building the Bovanenkovo-Ukhta trunk gas pipeline, and prospects for designing extra strong pipes for the Gazprom OJSC facilities [Razrabotka i vnedreniye v proizvodstvo trub kategorii prpochnosti X80, izgotovlennykh v usloviyakh OAO “VMZ”, dlya sooryzheniya magistralnogo gazoprovoda “Bovanenkovo – Ukhta” i perspektivy razrabotki vysokoprochnykh trub dlya obyektov OAO “Uazprom”]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2011, no. 4 (48), pp. 12–16. ISSN 2070-6820. (Russ.).

4. ASAHI, H., T. HARA, E. TSURU, et al. Development and commercialization of high-strength linepipe. *The Journal of Pipeline Engineering*, 2010, 1<sup>st</sup> quarter, pp. 5–18. ISSN 1753-2116.
5. HAMMOND, J. Development of standards and specifications for high strength line pipe. In: *International Symposium on Microalloyed Steels for the Oil and Gas Industry*, Araxa, MG, Brazil: TMS (The Minerals, Metals & Materials Society), 2007, pp. 43–63.
6. MOROZOV, Yu.D., A.M. KORCHAGIN, V.V. ORLOV, et al. Structure and property of strips for large-diameter pipes made of the X80–X100 grades steel [Struktura i svoystva shtripsa dlya trub bolshogo diametra iz stali kategorii prochnosti X80 – X100]. *Metallurg*. 2009, no. 3, pp. 43–49. ISSN 0026-0827. (Russ.).
7. RINGINEN, D.A., A.V. CHASTUKHIN, G.Ye. KHADEYEV, et al. Studying welding properties of the X100 grade steel [Izucheniye svarivayemosti stali klassa prochnosti X100]. *Metallurg*, 2013, no. 12, pp. 68–74. ISSN 0026-0827. (Russ.).
8. GLEBOV, A.G., A.B. ARABEY, A.N. LUTSENK, et al. Role of silicon in forming macro- and microstructure of high-hardness steels [Rol kremniya v formirovaniy makro- i mikrostruktury vysokoprochnykh staley]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Chernaya Metallurgiya*, 2010, no. 5, pp. 18–23. ISSN 0368-0797. (Russ.).
9. GLEBOV, A.G., V.E. KINDOP, A.G. SVYAZHIN, et al. Generation of crystal nitrides for structural-grade steel [Obrazovaniye kristallizatsionnykh nitridov k konstruktsionnoy stali]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Chernaya Metallurgiya*, 2011, no. 11, pp. 30–35. ISSN 0368-0797. (Russ.).
10. GLEBOV, A.G., A.G. SVYAZHIN, A.B. ARABEY и др. Titanium nitrides in pipe steel [Nitridy titana v trubnoy stali]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Chernaya Metallurgiya*, 2012, no. 7, pp. 3–11. ISSN 0368-0797. (Russ.).
11. ARABEY, A.B., V.M. FARBER, I.Yu. PYSHMINTSEV, et al. Microstructure and disperse phases of the X80-grade pipe steels for trunk gas pipelines [Mikrostruktura i dispersnyye fazy trubnykh staley klassa prochnosti X80 dlya magistralnykh gazoprovodov]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Chernaya Metallurgiya*, 2012, no. 1, pp. 30–37. ISSN 0368-0797. (Russ.).

УДК 621.51

## Исследование вихревых эжекторных систем применительно к эксплуатации компрессорных станций

Р.Х. Саяхов<sup>1\*</sup>, Р.Р. Кантюков<sup>2</sup>, В.А. Футин<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром трансгаз Казань», Российская Федерация, 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: turbogazr@yandex.ru

**Тезисы.** Работа относится к теме исследования и анализа вихревых эжекторных систем и устройств, принцип действия которых заключается в использовании эффекта Ранка – Хилша. Показана возможность применения вихревых устройств в работе компрессорных цехов газоперекачивающих станций для откачки технологического газа из замкнутых объемов технологических трубопроводов с целью сокращения потерь от прямых выбросов метана и достижения энергоэффективности газотранспортных систем.

Поставлены и решены методами численного моделирования задачи формирования модели совместного использования вихревого эжекторного компрессора (ВЭК) и штатного центробежного компрессора для откачки природного газа из технологических коммуникаций компрессорной станции. Исследование планируется провести в два этапа: на первом этапе изучена модель откачки и оптимизированы геометрические характеристики ВЭК; на втором этапе будет проведен эксперимент в стендовых условиях.

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) предполагает как применение прогрессивных энергосберегающих технологий, включая модернизацию энергопотребляющего оборудования, так и совершенствование структуры энергопотребления – постепенную переориентацию экономики страны на производство менее энергоемкой продукции. Анализ развития техники и технологий во всех отраслях промышленности показал, что за счет использования энергоэффективных технологий и оборудования можно добиться энергосбережения более чем на 50 %, за счет структурных изменений в промышленности – на 20...25 %, а за счет снижения всех видов прямых потерь ТЭР – лишь на 10...15 %. Таким образом, максимальная экономия ТЭР достигается благодаря внедрению и использованию прогрессивных энергосберегающих и экологически безопасных технологий и оборудования.

Современный уровень развития техники предъявляет высокие требования к создаваемым энергетическим и теплообменным установкам и устройствам. Например, в отношении авиационной и ракетной техники основные из этих требований сводятся к увеличению энерговооруженности, малым габаритам и весу, надежности, экономичности и отсутствию необходимости специального обслуживания; в промышленной теплоэнергетике и газонефтедобывающей отрасли это использование современных газовых технологий и вторичных энергоресурсов за счет создания замкнутых процессов. Применительно к последним удовлетворению названных требований могут служить газовые и теплообменные устройства, имеющие в своей основе закрученный поток газа. Закрученные сжимаемые потоки реализуются на практике в таких вихревых устройствах, как делительные трубы, самовакумирующиеся трубы, эжекторные насосы, трубы с дополнительным потоком и различные их комбинации и модификации [1].

На объектах Единой системы газоснабжения представляются возможными внедрение и использование эжекторных устройств, работающих совместно со штатными центробежными компрессорами (ЦК), что является альтернативой, и возможно, более выгодной по сравнению с другими существующими способами [2–6], характеризующимися большой металлоемкостью, сложными автоматикой и технологией процесса.

**Ключевые слова:**

вихревое устройство, эжектор, компрессор, центробежный нагнетатель, откачка газа.

Далее в статье изложены методологические аспекты численного моделирования течения в вихревом эжекторном компрессоре (ВЭК) с применением программного комплекса (ПК) Flow Vision [7], а также исследования течения в ВЭК и оптимизации геометрических параметров. Flow Vision позволяет по заданным конструктивным и режимным параметрам находить рабочие характеристики ВЭК, время откачивания и остаточное давление газа из замкнутого объема.

Конструкция и геометрические размеры ВЭК разрабатывались с использованием расчетных методов А.П. Меркулова [8]. На первом этапе исследования выполнен расчет модельного образца ВЭК (рис. 1). В качестве модели исследования принята принципиальная схема (рис. 2), содержащая ЦК [9] и ВЭК, связанные системой трубопроводов и арматурой – запорными (ЗК) и регулирующими (РК) кранами.

Flow Vision не имеет собственного геометрического процессора, поэтому геометрия ВЭК создавалась в САД-системе и затем конвертировалась в формат фасеточного представления STL (*англ.* stereo lithography format). После импортирования геометрической модели в ПК Flow Vision создавалась расчетная модель, определяемая типом модели с набором уравнений и констант для решения задачи, свойством сжимаемой среды (воздуха) и граничными условиями.

Применительно к рассмотренной задаче выбирали тип модели «полностью сжимаемая жидкость», которая позволяет моделировать течения вязкого газа при произвольных изменениях плотности, больших (турбулентных) числах Рейнольдса ( $Re > 10^4$ ) и произвольных числах Маха ( $M > 0,3$ ). Этот тип модели включает:

уравнения Навье – Стокса (закон сохранения импульса); уравнение неразрывности (закон сохранения массы жидкости); закон сохранения энергии, записанный через полную энтальпию. В качестве модели турбулентности принята модель переноса сдвиговых напряжений (*англ.* SST) Ментера.

В расчетной модели принимались следующие условия:

- в качестве опорных параметров – давление  $P_{он} = 101300$  Па и температура  $T_{он} = 293$  К;
- на входе в сопло (см. поток 2 на рис. 1) – давление  $P_2$ , Па, и температура  $T_2$ , К, откачиваемого воздуха;
- на входе в тангенциальное сопло (см. поток 1 на рис. 1) – температура  $T_1$ , статическое давление  $P_1$  и плотность потока, определяемая как отношение заданного массового расхода  $G_1$  к площади входа;
- на выходе из ВЭК (см. поток 3 на рис. 1) – температура  $T_3$  и давление  $P_3$  потока воздуха, равные температуре и давлению на входе в ЦК;
- для стенок ВЭК задавали условие расчета пограничного слоя по логарифмическому закону, скорость на стенке при этом принималась равной нулю.

После проведения расчета с использованием средств постпроцессора ПК Flow Vision, позволяющего выполнять осреднение по площади и расходу, определяли статические и полные давления, абсолютные значения скорости, температуры в контрольных сечениях: на входе и выходе ВЭК. Указанные параметры в ПК Flow Vision рассчитываются как приращения к опорным величинам.

В результате исследования модельного ВЭК определена и подтверждена зависимость  $n = f(G_1)$ , где  $n$  – степень повышения давления

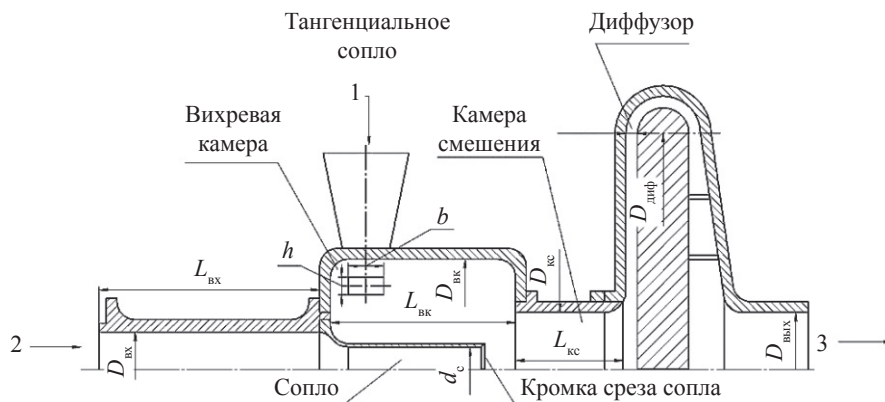
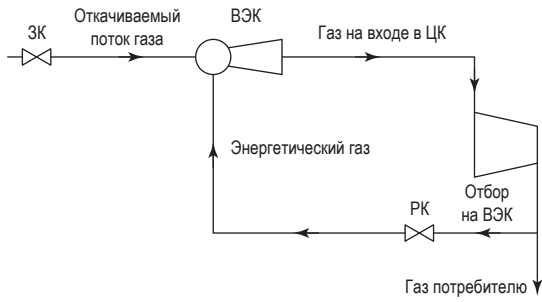
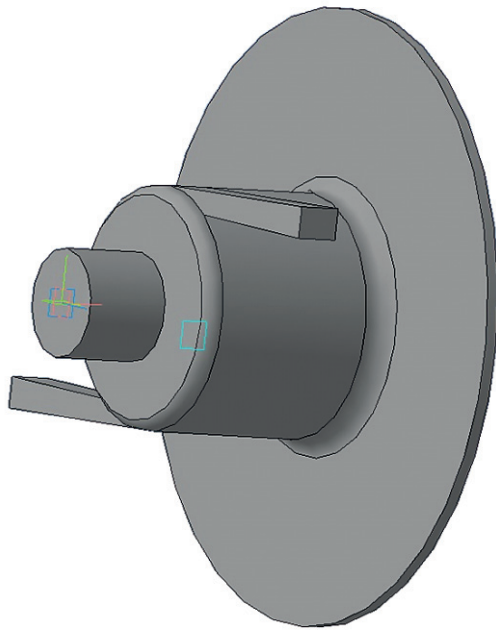


Рис. 1. Геометрическая модель ВЭК





**Рис. 2. Принципиальная схема откачки газа с использованием ВЭК и ЦК**

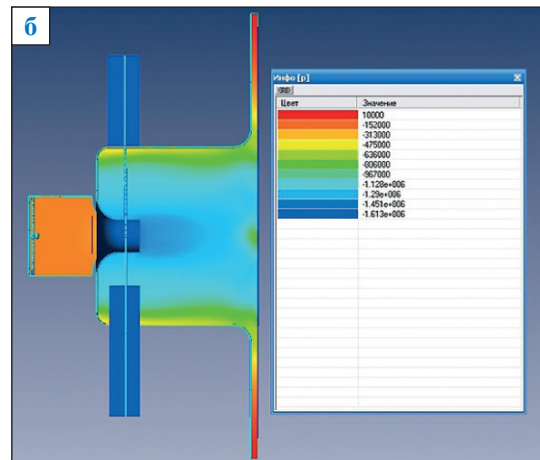
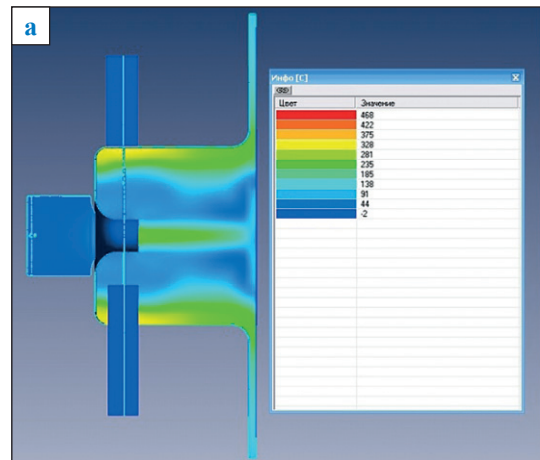


**Рис. 3. Геометрическая модель оптимизированного ВЭК промышленного типа**

газа [10], что дополнительно подтверждает выводы таких авторов, как М.Г. Дубинский, А.П. Меркулов, С.З. Копелев, А.О. Мацук и др. [1, 8, 10].

Анализ результатов исследования течения газа в модельном ВЭК и данных других источников [11] выявил неоптимальность геометрических размеров ВЭК и их соотношений. В связи с этим выполнена оптимизация геометрических параметров ВЭК для достижения минимальной глубины откачки газа из замкнутого контура. При оптимизации ВЭК приняты реальные условия работы:

- рабочая среда – природный газ метан (CH<sub>4</sub>);



**Рис. 4. Визуализация результатов расчета распределения скорости (а) и давления (б)**

- подвод энергетического потока 1 с параметрами  $P_1 = 7,35$  МПа,  $T_1 = 288$  К и  $G_1 = 88$  кг/с;
- поток откачиваемой среды 2 с параметрами в начале процесса откачки воздуха  $P_2 = 5,39$  МПа и  $T_2 = 288$  К из замкнутого объема;
- смешанный поток 3, поступающий в ЦК Н-650-21-1 с параметрами  $P_3 = 5,39$  МПа и  $T_3 = 288$  К.

Расчет и оптимизация геометрических параметров выполнялись методом последовательных приближений. В результате множественных проб получены цифровой промышленный образец ВЭК и методика расчета аналогов применительно к местным (различным) условиям. Геометрическая модель оптимизированного ВЭК промышленного образца применительно к реальным условиям представлена на рис. 3.

Численное моделирование трехмерного течения среды в исследуемом оптимизированном устройстве выполнено также с использованием

ПК FlowVision. Тип модели с набором уравнений и констант для решения задачи выбран по аналогии с расчетом модельного ВЭК. Изменены физические параметры опорных величин, граничные условия и свойства среды (газ природный).

Результаты расчета распределения скорости и давления в продольном сечении промышленного образца ВЭК визуализированы посредством цветовой заливки на рис. 4, где значения давления (см. легенду на рис. 4б) соответствуют приращениям к  $P_{\text{он}} = 5,39$  МПа.

\*\*\*

Анализ выполненных расчетов показывает возможность применения исследованного ВЭК в промышленных условиях компрессорных цехов газоперекачивающих станций. Остаточное давление в замкнутом технологическом трубопроводе (оборудовании) компрессорного цеха при одноступенчатом ВЭК и начальном давлении откачки  $53 \text{ кгс/см}^2$  достигает  $33 \text{ кгс/см}^2$ .

На следующем этапе планируется экспериментальное исследование модельного (лабораторного) образца ВЭК в стендовых условиях. Проверка сходимости результатов расчета в ПК Flow Vision и данных эксперимента обеспечит подтверждение методики и возможности использования устройства в промышленных условиях.

### Список литературы

1. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика: учеб. руководство для вузов в 2-х ч. / Г.Н. Абрамович. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, гл. ред. физ.-мат. лит., 1991. – Ч. 1. – 600 с.
2. Способ откачки газа из отключенного участка магистрального газопровода (варианты) и мобильная компрессорная станция для его осушения (варианты): Пат. 2465486 RU / Р.А. Кантюков, И.М. Тамеев, Р.Р. Кантюков и др.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Казань»; заявка № 2011120295/06 от 23.05.2011; опубл. 27.10.2012; бюл. № 30. МПК F04B 41/00, F04D 25/02.
3. Мобильная компрессорная станция для откачки газа из отключенного участка магистрального газопровода (варианты): Пат. 112290 RU / Р.А. Кантюков, И.М. Тамеев, Р.Р. Кантюков и др.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Казань»; заявка № 2011120296/28 от 23.05.2011; опубл. 10.01.2012; бюл. № 1. МПК F04B 41/00.
4. Устройство опорожнения участка магистрального трубопровода от газа: Пат. 118021 RU / Р.А. Кантюков, Р.К. Гимранов, Р.Р. Кантюков и др.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Казань»; заявка № 2012101586/06 от 17.01.2012; опубл. 10.07.2012; бюл. № 19. МПК F17D 1/02, F17B 1/26.
5. Компрессорная станция для перекачки газа (варианты): Пат. 2543710 RU / Р.А. Кантюков, Р.Р. Кантюков, М.Б. Хадиев и др.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Казань»; заявка № 2014100437/06 от 09.01.2014; опубл. 10.03.2015; бюл. № 7. МПК F04D 27/00.
6. Карибуллина Ф.Р. и др. Организация ремонтных и сервисных работ газоперекачивающих агрегатов / Ф.Р. Карибуллина и др. – Казань: КНИТУ, 2016.
7. Руководство пользователя Flow Vision 5.6.
8. Меркулов А.П. Вихревой эффект и его применение в технике / А.П. Меркулов. – М.: Машиностроение, 1969. – 287 с.
9. Соколов Н.В. и др. Методика измерения и описания стенда для исследования газодинамики малорасходной центробежной ступени и упорного подшипника скольжения на нестационарных режимах / Н.В. Соколов и др. // Компрессорная техника и пневматика. – 2016. – № 4. – С. 10–16.
10. Саляхов Р.Х. Исследование вихревого эжекционного компрессора при работе с центробежным нагнетателем / Р.Х. Саляхов, Р.Р. Кантюков, В.А. Футин и др. // Труды XVII Международной научно-технической конференции по компрессорной технике. – Казань: Слово, 2017.
11. Гуцол А.Ф. Эффект Ранка: методические заметки / А.Ф. Гуцол // Успехи физических наук. – 1997. – Т. 167. – № 6. – С. 665–687.

## Investigation of vortex ejector systems in relation to the operation of compressor stations

R.H. Salyakhov<sup>1\*</sup>, R.R. Kantyukov<sup>2</sup>, V.A. Futin<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Transgaz Kazan, Bld. 41, Adelya Kutuya street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420073, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: turbogazr@yandex.ru

**Abstract.** This paper deals with the research and analysis of vortex ejector systems and devices, the principle of operation of which is to use the Rank-Hilsch effect. The possibility of using vortex devices in the operation of compressor shops of gas pumping stations for pumping process gas from closed volumes of process pipelines in order to reduce losses from direct methane emissions and energy efficiency of gas transmission systems is shown. The following tasks were set and solved using numerical modeling methods: formation of a model for the joint use of a vortex ejector compressor (VEC) and a standard centrifugal compressor for pumping natural gas from the technological communications of a compressor station.

The tasks were planned to be solved in two stages. The first stage is fulfilled, it supposed studying a pumping model and optimizing the geometric characteristics of the VEC. The next stage, which is an experiment in bench conditions, is going to be executed later.

**Keywords:** vortex device, ejector, compressor, centrifugal supercharger, pumping gas.

### References

1. ABRAMOVICH, G.N. *Applied gas dynamics* [Prikladnaya gazovaya dinamika]: study guide in 2 pts. 5<sup>th</sup> ed., revised. Moscow: Nauka, glavnyaya redaktsiya fiz.-mat. literatyry, 1991, pt. 1. (Russ.).
2. GAZPROM TRANSGAZ KAZAN. *Method for gas pumping out of cut-out section of main gas line (versions), and mobile compressor station for its implementation (versions)* [Sposob otkachki gaza iz otklyuchennogo uchastka magistralnogo gazoprovoda (variant) b mobilnaya kompressornaya stantsiya dlya yego osushchestvleniya (varianty)]. Inventors: R.A. KANTYUKOV, I.M. TAMEYEV, R.R. KANTYUKOV, et al. Appl.: no. 2011120295/06 dated 23 May 2011; pub. 27 Oktober 2012, bull. no. 30. RU 2 465 486 C1. (Russ.).
3. GAZPROM TRANSGAZ KAZAN. *Mobile compressor station for gas evacuation from a deactivated section of a trunk gas pipeline* [Mobilnaya kompressornaya stantsiya dlya otkachki gaza iz otklyuchennogo uchastka magistralnogo gazoprovoda (varianty)]. Inventors: R.A. KANTYUKOV, I.M. TAMEYEV, R.R. KANTYUKOV, et al. Appl.: no. 2011120296/28 dated 23 May 2011; pub. 10 January 2012; bull. no. 1. RU 112290 U1. (Russ.).
4. GAZPROM TRANSGAZ KAZAN. *Device for deflating a section of a trunk gas pipeline* [Ustroystvo oporozhneniya uchastka magistralnogo truboprovoda ot gaza]. Inventors: R.A. KANTYUKOV, R.K. GIMRANOV, R.R. KANTYUKOV, et al. Appl.: no. 2012101586/06 dated 17 January 2012; pub. 10 July 2012; bull. no. 19. RU 118021 U1. (Russ.).
5. GAZPROM TRANSGAZ KAZAN. *Gas pumping compressor station (versions)* [Kompressornaya stantsiya dlya perekachki gaza (varianty)]. Inventors: R.A. KANTYUKOV, R.R. KANTYUKOV, M.B. KHADIYEV, et al. Appl.: no. 2014100437/06 dated 09 January 2014; pub. 10 March 2015; bul. no. 7. RU 2 543 710 C1. (Russ.).
6. KARIBULLINA, F.R., et al. *Arrangement of repair and support services for gas compressor units* [Organizatsiya remontnykh i servisnykh rabot gazoperekachivayushchikh agregatov]. Kazan: Kazan National Research Technological University, 2016. (Russ.).
7. *Flow Vision 5.6: user guide*.
8. MERKULOV, A.P. *Eddy effect and its application in engineering* [Vikhrevoy effect i yego primeneniye v tekhnike]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1969. (Russ.).
9. SOKOLOV, N.V., et al. Measurement and description procedure for a stand aimed at testing gas dynamics of a low-cost centrifugal stage and a thrust bearing on transient regimes [Metodika izmereniya i opisaniya stenda dlya issledovaniya gazodinamiki maloraskhodnoy tsentrobezhnoy stupeni i upornogo podshipnika skolzheniya na nestatsionarnykh regimakh]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2016, no. 4, pp. 10–16. ISSN 2413-3035. (Russ.).
10. SALYAKHOV, R.X., R.R. KANTYUKOV, V.A. FUTIN, et al. Study of an eddy ejector compressor at work with a centrifugal blower [Issledovaniye vikhretokovogo ezhektsionnogo kompressora pri rabote s tsentrobezhnym nagnetatelem]. In: *Proc. of the 17<sup>th</sup> International scientific-technical conference on compressor machinery*. Kazan: Slovo, 2017. (Russ.).
11. GUTSOL, A.F. Ranque's effect: methodical notes [Effekt Ranka: metodicheskiye zametki]. *Uspekhi Fizicheskikh Nauk*, 1997, vol. 167, no. 6, pp. 665–687. ISSN 0042-1294. (Russ.).

УДК 539.4:536:519.6

## Прогнозирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода «Сила Сибири» на участках развития опасных инженерно-геокриологических процессов на основе математических моделей

О.В. Трифонов<sup>1\*</sup>, В.М. Силкин<sup>1</sup>, В.П. Черний<sup>1</sup>, И.Ю. Морин<sup>1</sup>, П.А. Володин<sup>1</sup>,  
В.М. Ефимов<sup>2</sup>, К.Н. Большев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ИФТПС СО РАН, Российская Федерация, 677980, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Октябрьская, д. 1

\* E-mail: O\_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** магистральный газопровод, опасный геокриологический процесс, тепловое взаимодействие, механическое взаимодействие, напряженно-деформированное состояние, прочность.

**Тезисы.** В настоящее время значительное число магистральных газопроводов (МГ) проектируются и строятся в районах со сложными природно-климатическими, геокриологическими и сейсмоструктурными условиями. При выборе трассы МГ, как правило, невозможно избежать участков с опасными природными проявлениями (сейсмичность свыше 8 баллов, многолетнемерзлые грунты, оползневые, просадочные участки и т.д.). В связи с этим одним из основных аспектов обеспечения эксплуатационной безопасности объектов магистральных газопроводов в северных регионах является расчетное прогнозирование развития опасных геокриологических процессов вдоль трассы газопровода и их влияния на линейные сооружения МГ.

Прогнозирование влияния геокриологических процессов на объекты МГ возможно на основе расчетных моделей теплового и механического взаимодействия трубопровода с грунтовой средой, использующих данные о климатических, геокриологических условиях и процессах, конструктивных и технологических параметрах МГ, мониторинга его пространственного положения.

В статье описана методика прогнозирования теплового режима взаимодействия МГ «Сила Сибири» с окружающим грунтом, эволюции его пространственного положения и напряженно-деформированного состояния на основе синтеза вычислительных методов термодинамики, механики сплошной среды, механики конструкций, вычислительной математики. Представлен комплекс математических моделей теплового и механического взаимодействия трубопровода с окружающей грунтовой средой в условиях изменяющихся природно-климатических условий и температурных режимов перекачки газа.

Численная реализация расчетных моделей проведена методом конечных элементов. Модели верифицированы на основе известных решений модельных задач и данных о других объектах. Проверочные прогнозные расчеты выполнены по тем участкам МГ «Сила Сибири», где наблюдается развитие опасных геокриологических процессов.

В настоящее время значительное число магистральных газопроводов (МГ) проектируются и строятся ПАО «Газпром» в районах со сложными природно-климатическими, геокриологическими и сейсмоструктурными условиями. При выборе трассы МГ, как правило, невозможно избежать участков с опасными природными проявлениями (сейсмичность свыше 8 баллов, многолетнемерзлые грунты, оползневые, просадочные участки и т.д.). В связи с этим одним из основных аспектов обеспечения эксплуатационной безопасности объектов МГ в северных регионах является расчетное прогнозирование развития опасных геокриологических процессов вдоль трассы газопровода и их влияния на линейные сооружения МГ.

Прогнозирование влияния геокриологических процессов на объекты МГ возможно на основе расчетных моделей теплового и механического взаимодействия трубопровода с грунтовой средой, использующих данные о климатических, геокриологических условиях и процессах, конструктивных и технологических параметрах МГ, мониторинга его пространственного положения.

Действующие федеральные нормативные документы в области проектирования МГ не регламентируют методы расчета и прогнозирования воздействия опасных геокриологических процессов. Публикации на эту тему характеризуются неполнотой информации, спектром подходов и расчетно-аналитических моделей, корректность и обоснованность которых зачастую не анализировалась, отсутствием четких критериев и обоснований применения тех или иных расчетных инструментов.

В свете сказанного поставлена задача создания методов анализа и прогнозирования напряженно-деформированного состояния (НДС) участков МГ «Сила Сибири» с учетом развития опасных геокриологических процессов в условиях меняющегося климата. Результаты ее решения изложены далее.

### Состав и структура исходных данных

Задача прогнозирования взаимодействия трубопровода с окружающим грунтом в условиях изменения режимов перекачки газа, природно-климатических условий, развития геокриологических процессов находится на стыке нескольких дисциплин, что определяет значительный объем необходимых исходных данных. Прежде всего были сформулированы требования к структурированию исходных данных (табл. 1): для объектов сбора данных (газопровод, окружающая природная среда) введены уровни данных; нижний уровень (группа) состоит из набора физических параметров, характеризующих определенный аспект объекта сбора данных.

При формировании состава данных по анализируемому участку МГ «Сила Сибири» в качестве источников данных использованы: материалы проекта, ландшафтно-геокриологические данные (данные рекогносцировок, описание растительности, ландшафта, картографические данные, результаты съемки участков), результаты геофизических исследований, инженерно-геокриологического мониторинга и лабораторных исследований грунтов, справочная литература и дополнительные информационные ресурсы.

### Математическая модель взаимодействия трубопровода с окружающим грунтом на участках с многолетнемерзлыми грунтами (ММГ) и опасными геокриологическими процессами

**Формулировка задачи теплового взаимодействия трубопровода с грунтом в условиях фазовых переходов и изменения влажностного режима грунтов.** Процессы промерзания-оттаивания описываются уравнением теплопроводности для нестационарного теплового режима в трехмерном грунтовом пространстве [1]:

$$\frac{C\partial T}{\partial t} = \text{div}(\lambda \text{ grad } T) + G, \quad (1)$$

где  $C$  – объемная теплоемкость;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности;  $G$  – мощность распределенных теплоисточников в расчете на единицу объема;  $T$  – температура грунтовой среды;  $t$  – время.

Таблица 1

Структура исходных данных

Объект	Уровень данных	
	класс	группа
Газопровод	Проектные конструктивные решения	Основные параметры
		Механические параметры материалов
		Теплофизические параметры материалов
		Конструктивные решения по трассе МГ
		Данные пространственного положения по трассе МГ
Технологический режим	Данные мониторинга	Изменение температуры и давления газа в расчетном периоде
		Фактическое пространственное положение по трассе МГ
Окружающая природная среда	Климатические условия	Данные о климатических условиях
	Геокриологические условия и развитие опасных геокриологических процессов	Механические параметры грунтов по трассе МГ
		Теплофизические параметры грунтов по трассе МГ
		Температурный режим грунтов по трассе МГ
		Влажностный режим грунтов по трассе МГ
		Опасные геокриологические процессы по трассе МГ

При тепловом взаимодействии сооружений с грунтами оснований в криолитозоне наиболее существенными процессами являются оттаивание и промерзание грунтов. При фазовых превращениях «лед – вода» теплопроводность и теплоемкость грунта изменяются.

В глинистых грунтах фазовые превращения воды в лед и обратно не носят характера резкого фазового перехода, а происходят в диапазоне (спектре) температур, ширина которого определяется видом кривой содержания незамерзшей воды. В результате граница раздела фаз оказывается размытой. Для учета данного явления грунт рассматривается в качестве однофазной системы с теплоемкостью  $C(T)$ , переменной как за счет плавного изменения теплоемкости от полностью «мерзлого» до полностью «талого» значения, так и за счет скрытой теплоты фазовых превращений воды, определяемой по кривой содержания незамерзшей воды. В этих условиях коэффициент теплопроводности также является функцией температуры. В результате уравнение теплопроводности принимает вид

$$\frac{C(T)\partial T}{\partial t} = \text{div}(\lambda(T)\text{grad}T). \quad (2)$$

Данное уравнение нелинейно, принцип суперпозиции к нему неприменим, поэтому получить аналитическое решение не удастся даже в простейших случаях. Альтернативная формулировка задачи складывается в результате введения энтальпии  $I(T)$ , имеющей смысл плотности внутренней энергии [1]:

$$I(T) = \int_{T_0}^T [C(u) + L_v \delta(u - T_{bf})] du, \quad (3)$$

где  $u$  – температура грунта;  $L_v$  – объемная теплота замерзания (таяния) грунта;  $T_{bf}$  – температура фазового перехода<sup>1</sup>;  $T_0$  – произвольная температура, выбранная в качестве начала отсчета энтальпии;  $\delta(\dots)$  – дельта-функция Дирака.

По энтальпии однозначно восстанавливается температура как функция  $T(I)$ , обратная функции (3). В результате все три зоны состояний грунта (таялая, мерзлая и фазовых

переходов) могут быть описаны единым дифференциальным уравнением

$$\frac{\partial I}{\partial t} = \text{div}[\lambda(I)\text{grad}T(I)]. \quad (4)$$

Энтальпийная формулировка (3), (4) применима и к задачам с фазовыми переходами в спектре температур, и к комбинированным задачам, когда часть скрытой теплоты выделяется при фиксированной температуре фазового перехода, а другая часть – в спектре отрицательных температур.

Объемная теплоемкость грунта может быть представлена как функция температуры:

$$C(T) = \begin{cases} C_{th}, & T > T_{bf}; \\ C_f(T), & T \leq T_{bf}, \end{cases} \quad (5)$$

где  $C_{th}$  и  $C_f$  – объемные теплоемкости талого и мерзлого грунтов соответственно.

Для незасоленных грунтов<sup>1,2</sup>, находящихся в талом и охлажденном состояниях, когда температура грунта выше температуры начала замерзания ( $T > T_{bf}$ ),

$$C_{th} = (C_d + C_w w_{tot}) \rho_d, \quad (6)$$

где  $C_d$  – удельная теплоемкость скелета грунта;  $C_w$  – удельная теплоемкость незамерзшей воды;  $w_{tot}$  – суммарная влажность грунта;  $\rho_d$  – плотность сухого грунта (скелета грунта).

Для незасоленных грунтов и торфа в мерзлом состоянии при условии, что температура грунта ниже или равна температуре начала замерзания ( $T \leq T_{bf}$ ),

$$C_f = [C_d + C_w w_w + C_i (w_{tot} - w_w)] \rho_d + L_0 \frac{dw_w}{dT} \rho_d, \quad (7)$$

где  $C_i$  – удельная теплоемкость льда;  $w_w$  – влажность грунта за счет незамерзшей воды;  $L_0 = 3,35 \cdot 10^5$  Дж/кг – значение удельной теплоты фазовых превращений «вода – лед»<sup>2</sup>. Значения  $w_w$  и  $C_i$  в зависимости от температуры могут быть получены в соответствии с Приложением Б СП 25.13330.2012<sup>1</sup>.

Для нахождения коэффициента теплопроводности незасоленных и засоленных грунтов в мерзлом состоянии ( $\lambda_c$ ) в диапазоне

<sup>1</sup> Здесь и далее условные обозначения величин, в частности подстрочные индексы как сокращения слов на английском языке, даны в соответствии с СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88.

<sup>2</sup> См. РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами / утв. постановлением Государственного комитета РСФСР по делам строительства от 20 августа 1987 г. № 152.

температур  $T_{bf} \geq T \geq T_m$ , где  $T_m = -15^\circ\text{C}$  – максимальная в годовом периоде температура грунта, можно использовать соотношение

$$\lambda_r = \lambda_{fm} - (\lambda_{fm} - \lambda_{th}) \frac{w_w(T) - w_w(T_m)}{w_{tot} - w_w(T_m)}, \quad (8)$$

где  $\lambda_{th}$ ,  $\lambda_{fm}$  – постоянные коэффициенты теплопроводности соответственно талого и полностью мерзлого (для диапазона  $T \leq -15^\circ\text{C}$ ) грунтов.

Для выполнения предварительных расчетов коэффициенты теплопроводности незасоленных, засоленных и заторфованных грунтов в талом  $\lambda_{th}$  и мерзлом  $\lambda_{fm}$  состояниях могут быть приняты по Приложению Б СП 25.13330.2012<sup>1</sup> в зависимости от значений  $w_{tot}$ ,  $\rho_d$  и степени засоленности.

Величина  $L_v$  принимается равной количеству теплоты, необходимому для замерзания воды (таяния льда) в единице объема грунта, и определяется по формуле

$$L_v = L_0 [w_{tot} - w_w] \rho_d. \quad (9)$$

На границах расчетной области должны быть сформулированы условия теплообмена. На боковых и нижней границах расчетной области ставится условие отсутствия теплообмена по нормали к границе (условие II рода):

$$\left. \frac{\partial T}{\partial n} \right|_{\Gamma} = 0. \quad (10)$$

На внутренней поверхности трубы задается зависимость температуры от времени в соответствии с данными о температуре перекачиваемого газа  $T_g(t)$  (условие I рода):

$$T|_{\Gamma} = T_g(t). \quad (11)$$

На границе, соответствующей дневной поверхности грунта, принимается граничное условие III рода:

$$-\lambda \left. \frac{\partial T}{\partial n} \right|_{\Gamma} = q_c + q_r, \quad (12)$$

где  $q_c$  – плотность теплового потока к поверхности за счет конвективного теплообмена,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;  $q_r$  – плотность теплового потока за счет радиационного теплопритока,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ .

Конвективный теплоприток определяется соотношением

$$q_c = \alpha(t) [T|_{\Gamma} - T_a(t)], \quad (13)$$

где  $\alpha(t)$ ,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ , – коэффициент теплопередачи (теплообмена) от атмосферного воздуха с температурой  $T_a(t)$  к поверхности грунта с температурой  $T|_{\Gamma}$ .

При наличии снежного покрова со среднемесячной высотой  $h_{sn}$ , м, и коэффициентом теплопроводности  $\lambda_{sn}$ ,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ , коэффициент теплообмена вычисляется как эффективный коэффициент теплообмена  $\alpha_{eff}(t)$  по формуле [2]

$$\alpha_{eff}(t) = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{sn}} + \frac{h_{sn}}{\lambda_{sn}}}, \quad (14)$$

где  $\alpha_{sn}$  – коэффициент теплообмена воздуха с поверхностью снега.

В настоящее время известны несколько десятков эмпирических соотношений, описывающих  $\alpha_{sn}$  для снега разной структуры и температуры в зависимости от его плотности [3]. Здесь используем зависимость для среднего значения данного параметра, полученную в результате обработки двадцати известных соотношений [4]:

$$\alpha_{sn} = 9,165 \cdot 10^{-2} - 3,814 \cdot 10^{-4} \rho_{sn} + 2,905 \cdot 10^{-6} \rho_{sn}^2, \quad (15)$$

где  $\rho_{sn}$  – плотность снега,  $\text{кг}/\text{м}^3$ , определяемая по формуле Абэ [5]:

$$\rho_{sn} = 185,4 \cdot 10^{0,545 h_{sn}}. \quad (16)$$

Соотношение (16) является результатом обработки эмпирических данных.

При отсутствии снежного покрова эффективный коэффициент теплопередачи соответствует конвективному коэффициенту теплопередачи  $\alpha(t) = \alpha_c(t)$ , где конвективный коэффициент теплообмена поверхности грунта с воздухом,  $\alpha_c(t)$ ,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ , вычисляется по формуле [6]:

$$\alpha_c(t) = \begin{cases} 6,16 + 4,19u, & 0 \leq u < 5; \\ 7,56u^{0,78}, & 5 \leq u < 30, \end{cases} \quad (17)$$

где  $u$  – средняя на рассматриваемом периоде скорость ветра, м/с.

Таким образом, коэффициент теплопередачи  $\alpha(t)$  в общем случае определяется соотношением

$$\alpha(t) = \begin{cases} \alpha_{eff}(t), & h_{sn} > 0; \\ \alpha_c(t), & h_{sn} = 0. \end{cases} \quad (18)$$

Плотность теплового потока за счет радиационного теплопритока определяется соотношением [7, 8]

$$q_r = Q_s(t) \frac{1 - A(t)}{t_m}, \quad (19)$$

где  $Q_s(t)$  – суммарная за месяц солнечная радиация на горизонтальную поверхность при средних условиях облачности, Вт·ч/м<sup>2</sup>;  $A(t)$  – альbedo поверхности, принимаемое в зависимости от сезона и характеристик поверхности;  $t_m$  – продолжительность расчетного месяца, ч.

**Процессы просадок грунтов при оттаивании.** Строительство и эксплуатация МГ вызывают изменения в естественном температурном режиме грунтов. При положительной температуре перекачиваемого газа происходит оттаивание мерзлого грунта вокруг трубопровода. Процесс оттаивания сопровождается значительным изменением объема грунта, что связано с уменьшением объема воды при переходе из твердого состояния в жидкое. Также происходит значительное снижение несущей способности из-за разрушения цементирующих связей между льдом и минеральными частицами грунта и повышения содержания незамерзшей воды [1, 9–11].

Оттаявший грунт дает значительную осадку, уровень которой зависит от начальной льдистости, типа и физических характеристик грунта. Строение мерзлых грунтов (структура и текстура) существенно влияют на деформацию и формирование физических и механических свойств при оттаивании. Льдистые грунты всегда проседают. Коэффициент пористости их резко снижается в процессе оттаивания. Указанное снижение в песчаных грунтах проявляется в меньшей мере, чем в глинистых [10, 11].

Опубликовано достаточно много закономерностей, позволяющих рассчитать осадку оттаивающих грунтов на основании основных физических свойств грунтов (плотности мерзлого грунта, скелета грунта, частиц грунта, влажности, льдистости, числа пластичности)<sup>3</sup>. Все расчетные формулы для определения осадки оттаивающих грунтов по их физическим характеристикам являются приближенными, так как невозможно численно учесть влияние криогенной текстуры, гранулометрического

и минерального составов, генезиса, физико-химических, миграционных процессов.

В отечественной научно-методической и нормативной литературе приняты две основные характеристики деформационных свойств оттаивающих грунтов, установленные Н.А. Цытовичем [9] на основе анализа уменьшения пористости при оттаивании и уплотнении (рис. 1):

- коэффициент оттаивания ( $A_{th}$ , д.е.), равный относительной осадке грунта при оттаивании в условиях отсутствия внешней нагрузки;
- коэффициент сжимаемости ( $m_{th}$ , МПа<sup>-1</sup>), равный отношению приращения относительной условно стабилизированной деформации ( $\Delta \varepsilon$ ) к приращению напряжения от внешней

нагрузки ( $\Delta \sigma$ , МПа):  $m_{th} = \frac{\Delta \varepsilon}{\Delta \sigma}$ .

Значения указанных характеристик определяются ступенчатым нагружением в лабораторных условиях: при компрессионном уплотнении либо полевыми испытаниями горячим штампом.

В соответствии с СП 2513330.2012<sup>1</sup> осадку основания, оттаявшего в процессе эксплуатации сооружения, следует определять по формуле

$$s = s_{th} + s_p, \quad (20)$$

где  $s_{th}$  – составляющая осадки, обусловленная действием собственного веса оттаявшего грунта;  $s_p$  – составляющая осадки, обусловленная

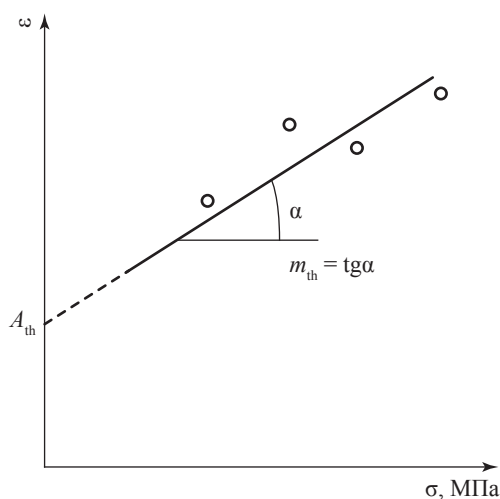


Рис. 1. Зависимость стабилизированной деформации  $\varepsilon$  от напряжения  $\sigma$

<sup>3</sup> См. СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы.



дополнительным давлением на грунт под действием веса сооружения.

$$s_{th} = \sum_{i=1}^n (A_{th_i} + m_{th_i} \sigma_{z_{g_i}}) h_i, \quad (21)$$

где  $A_{th_i}$ ,  $m_{th_i}$  – коэффициенты соответственно оттаивания и сжимаемости  $i$ -го слоя оттаявшего грунта;  $\sigma_{z_{g_i}}$  – вертикальное напряжение от собственного веса грунта в середине  $i$ -го слоя;  $h_i$  – толщина  $i$ -го слоя оттаявшего грунта. Коэффициенты  $A_{th_i}$  и  $m_{th_i}$  надлежит устанавливать, как правило, по данным полевых испытаний мерзлых грунтов горячим штампом по методике ГОСТ 20276 «Грунты. Методы полевого определения характеристик прочности и деформируемости».

Составляющая осадки  $s_p$  под действием веса сооружения имеет значение при расчете массивных фундаментов. Применительно к подземным трубопроводам данная составляющая не вносит существенного вклада в общую осадку. Применение соотношения (21) для расчета просадок подземных трубопроводов описано в ряде публикаций [7, 8, 12–15].

**Задача механического взаимодействия трубопровода с грунтом.** Общая постановка задачи основана на базовых уравнениях механики деформируемого твердого тела [16, 17] и включает следующие составляющие:

- а) уравнения равновесия;
- б) связь напряжений и деформаций (физический закон);
- в) соотношения, связывающие деформации с перемещениями.

Кроме того, на поверхности, ограничивающей тело, должны быть удовлетворены краевые условия, наложенные на перемещения или напряжения, а именно:

- статические, т.е. заданы силы;
- кинематические, т.е. заданы перемещения.

При описании трубопровода в виде балочной или оболочечной конструкции применяются соответствующие теории балок или оболочек, вытекающие из общих уравнений механики твердого тела при введении дополнительных статических и кинематических гипотез<sup>4</sup> [18].

При учете физически нелинейного (упругопластического) поведения материала трубы

и свойств грунта большинство практических задач в общем случае не допускают прямого аналитического решения. Численные методы на основе метода конечных элементов, активно развивающиеся в последние десятилетия, представляют альтернативный подход к решению таких задач [19–23].

Далее применена наиболее эффективная с вычислительной точки зрения модель балочного типа, основанная на представлении трубопровода в виде совокупности балочных конечных элементов. Современные балочные элементы учитывают геометрические (большие перемещения и деформации) и физические (пластические деформации) нелинейности, что позволяет моделировать предельные состояния трубопроводных конструкций, связанные с общим изгибом трубопровода и растяжением-сжатием.

Поведение материала трубы описано в рамках модели теории пластического течения с критерием текучести Мизеса и нелинейным упрочнением. Критерий текучести определяется соотношением [24, 25]:

$$f = \sigma_{eq} - \sigma_0(W_p) = 0, \quad (22)$$

где  $\sigma_{eq}$  – эквивалентные напряжения, которые выражаются через второй инвариант  $J_2$  девиатора напряжений по формуле  $\sigma_{eq} = \sqrt{3J_2}$ . Параметр текучести  $\sigma_0$  является функцией работы напряжений на пластических деформациях  $W_p$ .

Для вычисления закона упрочнения в модели пластичности задается кривая одноосного растяжения. В работе применена аппроксимация кривой одноосного растяжения  $\sigma - \varepsilon$  с использованием уравнения Рамберга – Осгуда [26], которое можно представить в виде

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + A \frac{\sigma_y}{E} \left( \frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^n, \quad (23)$$

где  $\sigma_y$  – предел текучести;  $E$  – модуль упругости;  $A$  и  $n$  – параметры модели, вычисляемые по формулам:

$$A = 0,002 \frac{E}{\sigma_y}; n = \frac{\ln \left[ 500 \left( \delta_p - \frac{\sigma_u}{E} \right) \right]}{\ln \left( \frac{\sigma_u}{\sigma_y} \right)}, \quad (24)$$

где  $\sigma_u$  – предел прочности;  $\delta_p$  – деформация, соответствующая  $\sigma_u$ .

<sup>4</sup> См. Прочность, устойчивость, колебания: справ. в 3-х т. – М: Машиностроение, 1968.

Взаимодействие трубопровода с окружающим грунтом описывается с помощью элементов нелинейных связей («грунтовых пружин»), помещенных в узлах балочной модели трубопровода. Грунтовые пружины в соответствии со своей ориентацией представляют взаимодействие трубопровода с грунтом в продольном, поперечном горизонтальном и поперечном вертикальном направлениях (рис. 2).

Соответствующие грунтовым пружинам зависимости «сила – перемещение» позволяют моделировать неупругие свойства грунтов. Как правило, данные зависимости задаются в виде билинейных диаграмм [27, 28]. Далее применяются полуэмпирические соотношения [28], основанные на экспериментальных данных.

Следует отметить, что оболочечные модели трубопровода позволяют моделировать сложные механизмы развития предельного состояния трубопроводов под воздействием необратимых подвижек грунта, в том числе местную потерю устойчивости критически нагруженного сечения и последующее развитие закритических деформаций. Тем не менее вычислительная сложность и существенный объем необходимой исходной информации дают основание сделать выбор в пользу более простой балочной модели для значительного числа практических задач.

### Алгоритм расчета

Общий алгоритм решения задачи о прогнозировании взаимодействия трубопровода с окружающим грунтом состоит из последовательности взаимосвязанных этапов.

1. Проводится сбор и анализ данных по наблюдаемым участкам развития опасных геокриологических процессов по трассе.

2. На основе выполненного анализа данных выделяются приоритетные участки для выполнения прогнозных расчетов.

3. Формируются исходные данные по выбранным участкам для построения расчетных моделей теплового и механического взаимодействия трубопровода с грунтовой средой при развитии геокриологических процессов.

4. Проводится обработка исходных данных для реализации моделей теплового и механического взаимодействия МГ с грунтами при их промерзании и оттаивании. На данном этапе формируются непосредственно параметры модели теплового и механического взаимодействия МГ с грунтовой средой на анализируемом временном интервале, необходимые для выполнения расчета:

- данные о теплофизических параметрах грунтов в зависимости от температуры;
- данные о механических характеристиках грунтов в зависимости от их состояния (мерзлое/талое);
- граничные и начальные условия для моделей теплового и механического взаимодействия.

5. Осуществляется построение математической модели температурного взаимодействия трубопровода с окружающим грунтом в характерных точках выбранных участков. С учетом характера изменения температурных полей вдоль трассы, объема имеющихся данных, точности и полноты климатических характеристик, необходимой точности, вычислительных и временных ресурсов моделирование температурного взаимодействия трубопровода с грунтовой средой осуществляется в рамках решения двухмерной нестационарной задачи теплопроводности с фазовыми переходами. Решение проводится для

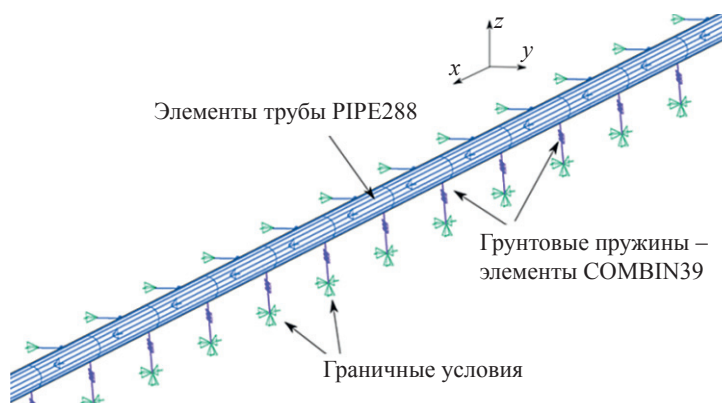


Рис. 2. Балочная модель конечных элементов (фрагмент)

сечений, ортогональных продольной оси газопровода.

6. В результате решения нестационарной температурной задачи на анализируемом интервале времени получаем данные об эволюции:

- температурных полей;
- зон промерзания и протаивания грунта.

7. На основании полученного решения температурной задачи проводится расчет характеристик развития механических грунтовых процессов (просадок, пучения грунта) на анализируемом временном отрезке, а именно пространственного и временного изменения деформаций морозного пучения и просадки.

8. Анализируются расчетные параметры грунтовых воздействий (интенсивность просадок, пучения), выделяются критически опасные участки.

9. Для выбранных критически опасных участков строятся модели механического взаимодействия МГ с окружающим грунтом.

10. На следующем этапе решается задача механического взаимодействия трубопровода с грунтом в физически и геометрически нелинейной постановке на анализируемом интервале времени для исследуемых участков.

11. Проводится анализ результатов расчета, включающий:

- классификацию участков по прогнозируемой опасности, составление перечня критически опасных участков МГ;
- прогноз сценария развития опасных инженерно-геокриологических процессов на выявленных критически опасных участках МГ без применения дополнительных мероприятий.

12. Выполняется разработка рекомендаций и мероприятий по предупреждению и минимизации воздействия опасных

инженерно-геологических процессов на линейную часть МГ на основе выполненных прогнозных расчетов.

### Численное моделирование и анализ результатов

**Модельная задача о промерзании грунта вокруг трубы** [29]. Рассматривается труба диаметром 30 см, заглубленная в грунт на 30 см ниже его поверхности. Температура грунта на поверхности постоянна и составляет 3 °С. Температура на внутренней поверхности трубы принята равной минус 2 °С. Теплофизические свойства грунта приведены в табл. 2. Дополнительно при решении нестационарной температурной задачи с учетом фазовых переходов в спектре отрицательных температур использованы температурные зависимости коэффициента теплопроводности и содержания незамерзшей воды [30].

Ниже сопоставлены опубликованные результаты решения задачи с использованием нескольких расчетных моделей [29–31], а также разработанной новой модели теплового взаимодействия ANSYS (рис. 3). Сравнительный анализ показал, что все рассмотренные модели дают близкие результаты (табл. 3). Следовательно, модель ANSYS [32] позволяет получить корректные результаты расчета температурных полей в грунтовом массиве.

**Прогнозирование НДС участка МГ «Сила Сибири».** В качестве примера реализации методики прогнозирования НДС газопровода рассмотрен участок МГ «Сила Сибири» с параметрами, характерными для региона прокладки (табл. 4). Расчетный

Таблица 2

#### Теплофизические свойства грунта

Свойство	Мерзлый грунт	Талый грунт
Теплопроводность, $\text{МДж} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{°C}^{-1}$	0,15552	0,12960
Объемная теплоемкость, $\text{МДж} \cdot \text{м}^{-3} \cdot \text{°C}^{-1}$	1,95	1,95
Удельная теплота фазовых превращений «вода – лед», $\text{МДж} \cdot \text{м}^{-3}$	334	
Влажность грунта	0,3772	0,3772

Таблица 3

#### Положение фронта промерзания вокруг трубы: сравнительные результаты моделирования

Положение фронта относительно трубы	Расстояние до фронта промерзания, м			
	Coutts and Konrad [29]	TEMP/W [30]	Termoground [31]	ANSYS [32]
Ниже	0,60	0,65	0,60	0,608
Справа	0,23	0,23	0,24	0,224

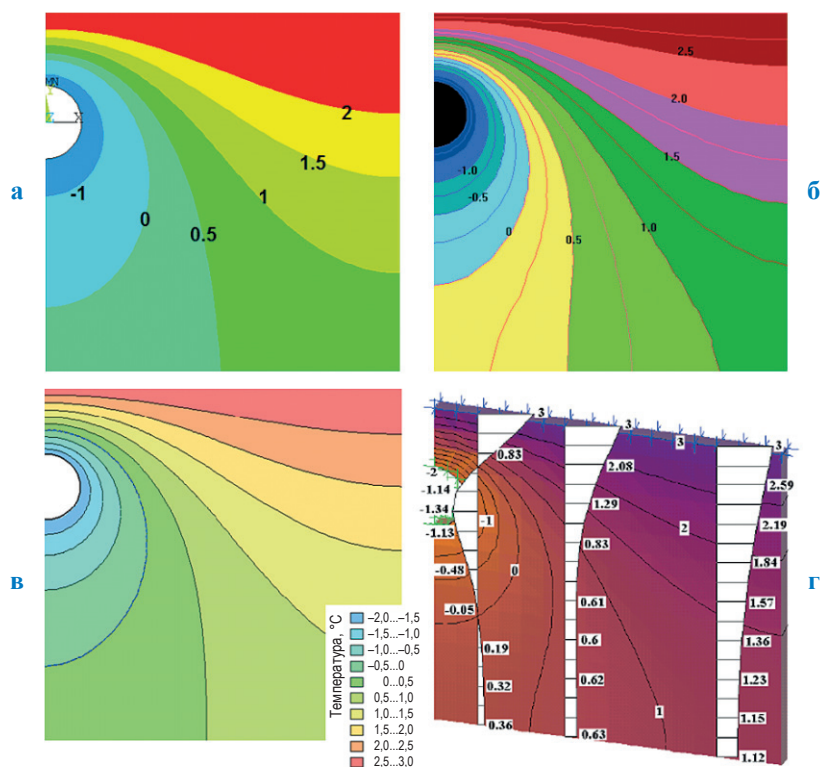


Рис. 3. Распределения температуры в грунте вокруг трубы по прошествии двух лет (730 дней) ее эксплуатации, полученные на моделях: а – ANSYS; б – Coutts and Konrad (1994 г.); в – TEMP/W; г – Termoground

Таблица 4

#### Основные параметры газопровода

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Температурный перепад, °С	Класс прочности труб
9,8	1420	21,7	40	К60

интервал прогнозирования принят равным 5 годам.

Обработка исходной информации о природно-климатических условиях состоит в оцифровке и построении на рассматриваемом временном интервале зависимостей следующих параметров: среднемесячной температуры, высоты снежного покрова, скорости ветра, суммарной за месяц солнечной радиации на горизонтальную поверхность при фактических условиях облачности, альбедо поверхности.

Подготовка данных для расчетной модели включает расчет теплофизических характеристик, а именно:  $\lambda_{\text{sn}}$ ;  $\alpha_{\text{sn}}$ ;  $\alpha_{\text{eff}}$ ;  $q_r$ . Расчетные значения указанных параметров, полученные на основе природно-климатических данных для метеостанции в Алдане, приведены на рис. 4.

Дополнительно для расчета оцифрованы данные о температуре перекачиваемого газа. Этот параметр характеризуется значениями

в диапазоне  $-3...+3$  °С на первом году эксплуатации с последующим скачком средних температур со второго года эксплуатации до  $+11...+15$  °С с пиковыми значениями в теплый период до  $+26$  °С.

С использованием данных о физических свойствах грунтов получены зависимости энтальпии и коэффициента теплопроводности грунтов от температуры. Коэффициенты оттаивания и коэффициенты сжимаемости грунтов приняты по имеющимся проектным данным и дополнены на основе справочной информации.

Численная конечно-элементная (КЭ) модель для прогнозирования теплового взаимодействия трубопровода с грунтом реализует энтальпийную формулировку нестационарной задачи теплопроводности (3)–(9) и принимает во внимание фазовые переходы в спектре отрицательных температур для грунтов,

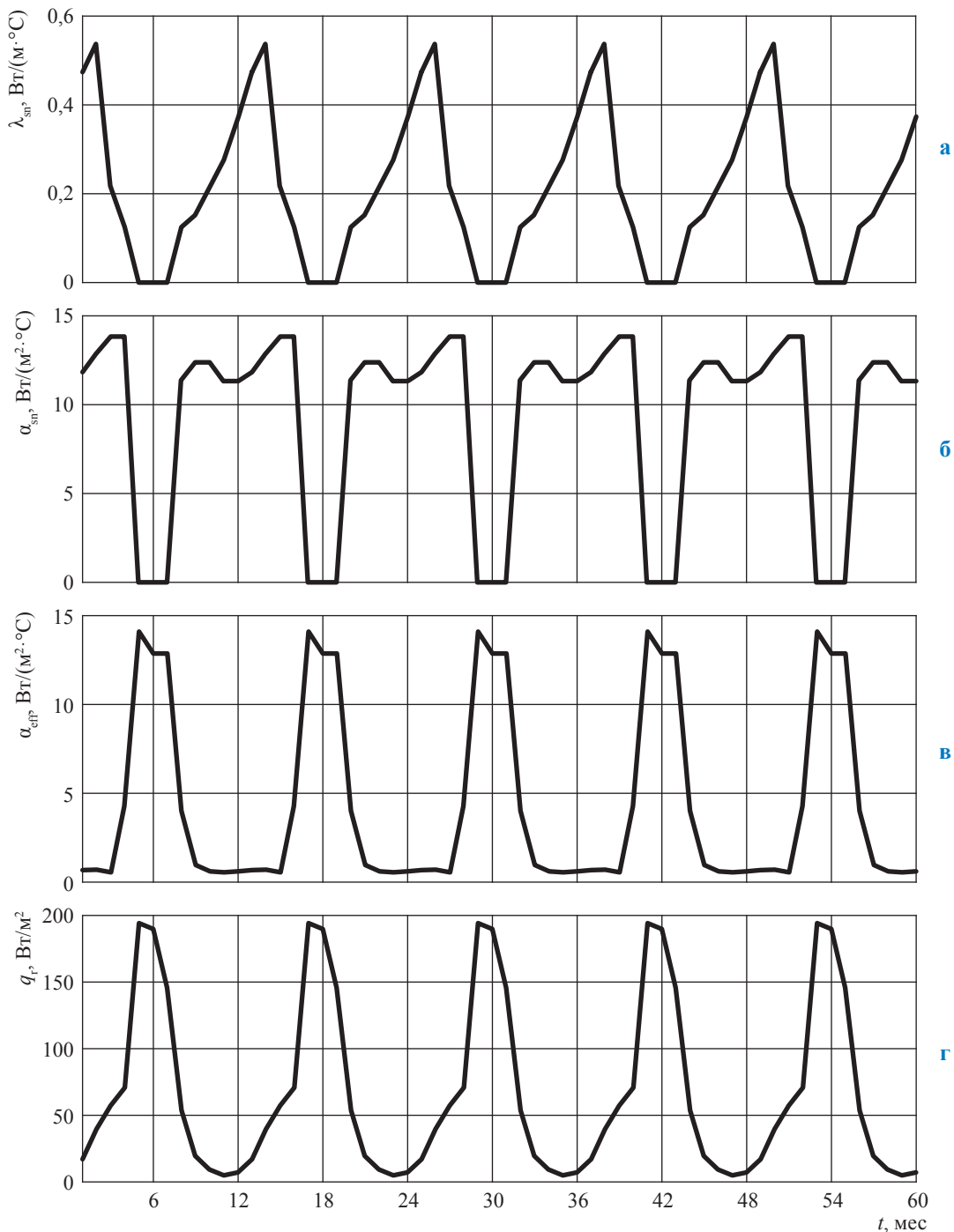


Рис. 4. Расчетные значения теплофизических параметров

сопровождающие процессы промерзания-оттаивания, нестационарные граничные условия, учитывающие изменение расчетных температур газа и условий окружающей среды на расчетном интервале.

На основе анализа информации о распределении грунтов по глубине построено распределение свойств грунтовой среды по глубине в модели теплового взаимодействия трубопровода с грунтом. Геологический разрез содержит

слои торфа, песка гравелистого и гранита низкой прочности. Размер расчетной области определяется из условия минимизации влияния граничных условий<sup>5</sup> на боковой и нижней границах области на эволюцию температурных полей вокруг трубы. В КЭ-модели также учтена

<sup>5</sup> См. в разделе «Формулировка задачи теплового взаимодействия трубопровода с грунтом в условиях фазовых переходов и изменения влажностного режима грунтов».

конструкция трубы, предполагающая слой изоляционного покрытия с соответствующими теплофизическими характеристиками.

Далее рассмотрим расчетный пример: глубина заложения трубопровода на участке перехода принята равной 2,9 м, кроме того, в соответствии с инженерно-геологическими данными на участке принято начальное значение распределения температуры модели минус 0,5 °С. В результате решения задачи теплового взаимодействия трубопровода с окружающим грунтом получена история изменения температурного поля вокруг трубопровода на рассматриваемом интервале времени. На рис. 5 показано распределение температуры грунта на 6-й месяц 2-го года эксплуатации трубопровода. В результате обработки полученного массива

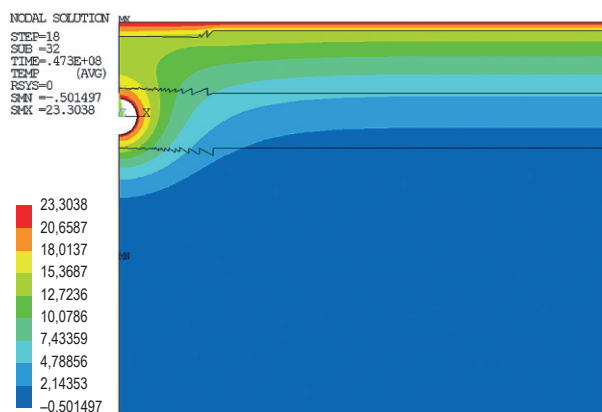


Рис. 5. Распределение температуры, °С, грунтовой среды на 6-м месяце 2-го года эксплуатации

данных построены зависимости от времени толщины  $h_{th}$  м, слоя протаивания грунта под нижней образующей трубопровода и абсолютной величины просадки грунта под трубопроводом  $|\Delta y_{th}|$ , м (рис. 6).

Расчет механического взаимодействия подземного трубопровода с грунтом при эволюции просадок на расчетном интервале реализован в программном комплексе ANSYS 15.0 [32] в соответствии с методикой, описанной в разделе «Формулировка задачи механического взаимодействия трубопровода с грунтом...». Просадки грунта задавались с помощью смещения диаграммы деформирования грунта в вертикальном направлении на участке сопротивления грунта движению трубы вниз (рис. 7). На участке просадки грунта сопротивление грунта возникает после перемещения трубы вниз на заданную величину просадки (фактически моделируется зазор заданной величины между трубой и грунтом).

Длина расчетного участка  $L$  принята равной 600 м. В качестве граничных условий наложены связи на все степени свободы трубопровода в начальной точке участка (защемление в грунте) и связь на линейное поперечное смещение трубы в конечной точке участка. Также наложены связи на смещения свободных концов грунтовых пружин.

Положение участка просадки принималось в центральной части расчетного участка. Протяженность участка просадки  $L_s$  принята равной 50 м из условия полного провиса

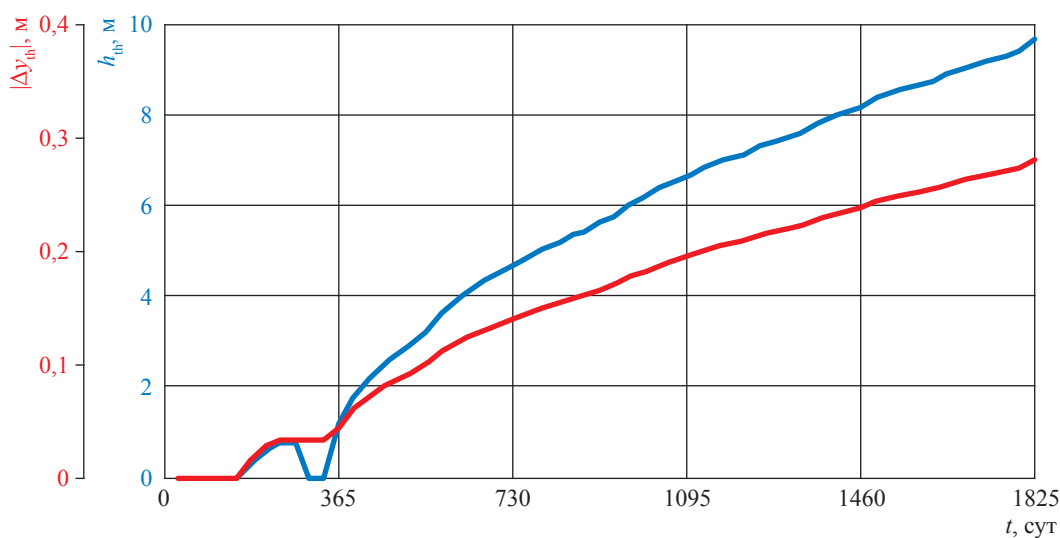
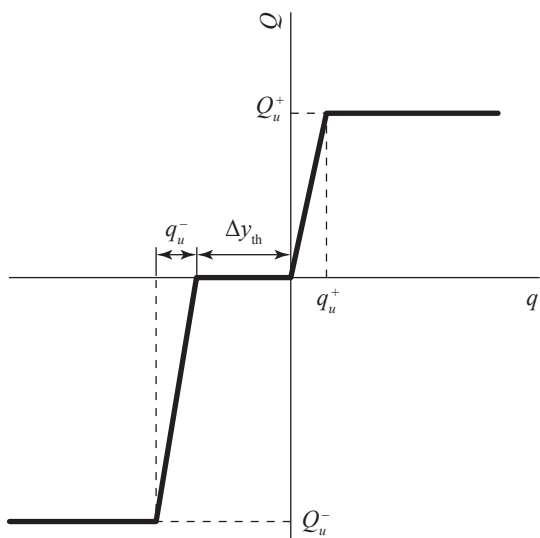


Рис. 6. Эволюция глубины оттаивания грунта и абсолютной величины просадки грунта под трубопроводом



**Рис. 7. Диаграмма взаимодействия трубопровода с грунтом в вертикальном направлении на участке с просадкой  $\Delta y_{th}$ :**  $Q_u^+$ ,  $Q_u^-$ ,  $q_u^+$ ,  $q_u^-$  – характерные точки диаграммы зависимости удельной силы сопротивления грунта ( $Q$ ) от взаимного перемещения ( $q$ ) трубы и грунта

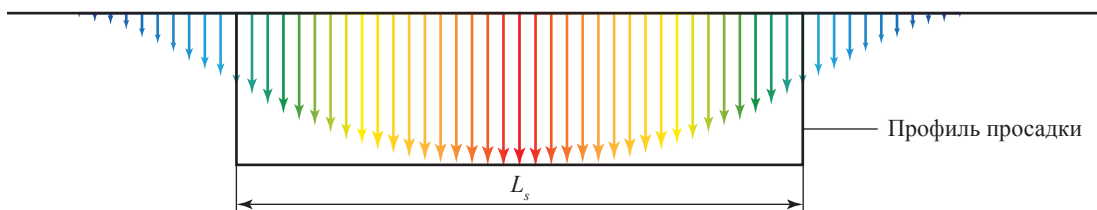
трубопровода на заданную величину просадки (рис. 8). Учитывая существенную неопределенность фактических грунтовых условий на участке, при расчете приняли наиболее консервативное предположение о форме профиля просадки (см. рис. 8).

История изменения просадки на расчетном интервале времени 5 лет задавалась в соответствии с данными, показанными на рис. 6, квазистатически за 60 шагов при автоматическом контроле сходимости. На каждом шаге решения переменные, характеризующие НДС трубопровода, выводились в файлы данных для последующего анализа. При расчете НДС трубопровода задавались распределенные нагрузки, возникающие под действием веса трубопровода, вышележащего грунта и веса балластирующих устройств. Также заданы внутреннее давление и температурный перепад. Результаты расчета НДС трубопровода при максимальной величине просадки проиллюстрированы рис. 9 в форме распределений по участку трубопровода эквивалентных напряжений и деформаций.

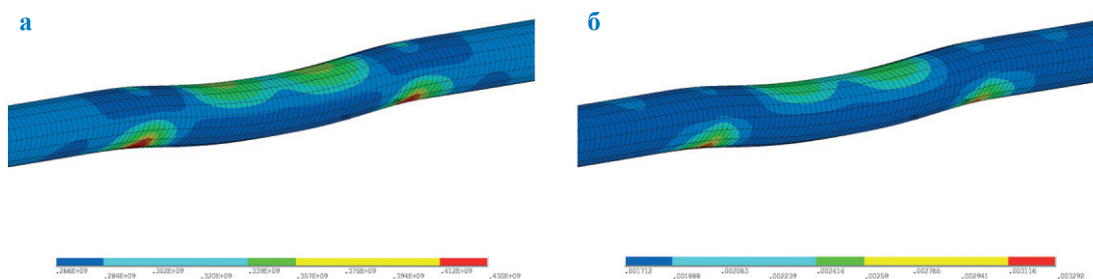
На рис. 10 показана эволюция напряжений и деформаций на рассматриваемом временном интервале. Пунктирными линиями обозначены предельные значения продольных напряжений по критериям прочности, изложенным в СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85\*». Магистральные трубопроводы».

Анализ результатов модельного расчета позволяет сделать следующие основные выводы.

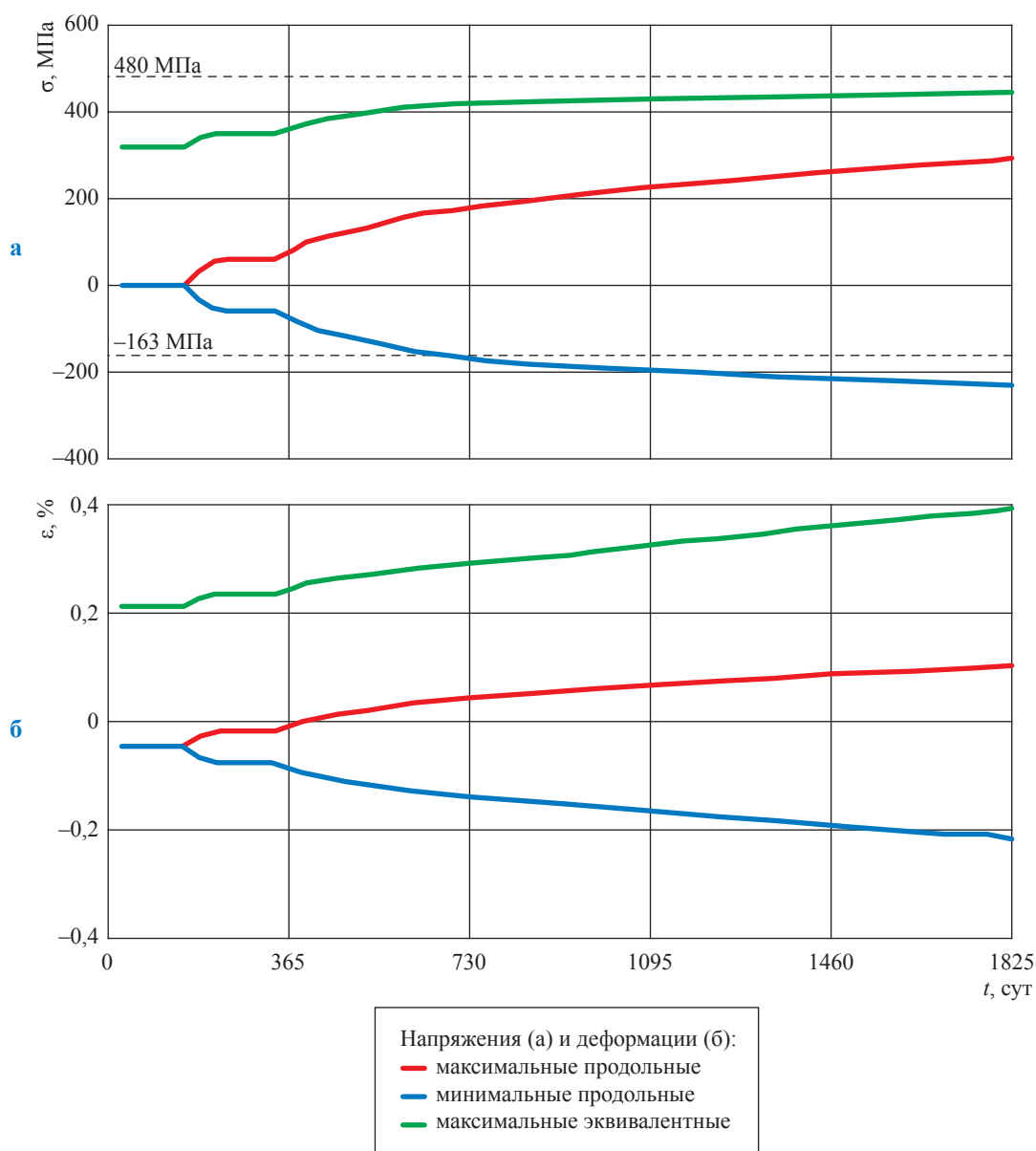
Максимальные продольные деформации и напряжения возникают на верхней и нижней образующих трубопровода на концах участка



**Рис. 8. Моделирование просадки грунта**



**Рис. 9. Распределение эквивалентных напряжений, Па, (а) и деформаций, д.е., (б) на участке просадки**



**Рис. 10. Эволюция на рассматриваемом временном интервале максимальных и минимальных продольных и максимальных эквивалентных напряжений (а) и деформаций (б)**

просадки. Максимальные продольные деформации сжатия возникают на нижней образующей трубопровода, а растяжения – на верхней образующей.

Уровень максимальных по модулю сжимающих напряжений превышает критерий, установленный в СП 36.13330.2012. Остальные критерии прочности выполняются.

Уровень продольных деформаций не является критическим с точки зрения деформационных критериев, введенных в нормативных

документах<sup>6</sup> для анализа интенсивных грунтовых воздействий на подземные трубопроводы.

Следует отметить, что для интенсивных грунтовых воздействий (просадки, пучения, воздействия активных тектонических разломов, оползни и т.д.) перед достижением критического предельного состояния трубопровод испытывает существенные неупругие

<sup>6</sup> См. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы» и ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования».



деформации. Соответственно, критерии допустимых напряжений, традиционно используемые при проектировании трубопроводов, должны быть заменены критериями предельных состояний, основанными на характеристиках деформаций. С учетом этого нарушение критерия по продольным напряжениям не следует считать определяющим при оценке НДС трубопровода на участке развития просадок.

\*\*\*

Таким образом, разработана комплексная методика анализа и прогнозирования НДС участков МГ «Сила Сибири» на участках развития опасных геокриологических процессов, включающая модели теплового и механического взаимодействия трубопровода с грунтовой средой при изменении температурных режимов эксплуатации и климатических условий. В процессе выполнения работы сформулированы требования к составу и структуре исходных данных, необходимых для выполнения расчетных исследований, разработан алгоритм расчета, осуществлена реализация расчетных моделей в программном комплексе ANSYS, проведена верификация расчетных моделей на основе известных решений модельных задач. Верификация показала, что модели позволяют получить решения модельных задач, соответствующие опубликованным результатам.

Выполнены расчеты по характерным участкам МГ, включающие прогноз эволюции просадок и анализ параметров НДС на рассматриваемом интервале времени. С учетом неполноты исходных данных в части грунтово-геологических условий, характеристик оттаивания и сжимаемости грунтов, механических и теплофизических характеристик грунтов, изменения глубины заложения МГ на участке расчет НДС выполнялся в рамках консервативных предположений относительно профиля и протяженности участка просадок для различных сочетаний возможных параметров грунтов и глубины заложения МГ. Результаты расчета участков с характерными свойствами показывают, что в процессе эксплуатации МГ при заданных температурах перекачки газа на расчетном интервале происходит растепление грунта с возможным развитием просадок. Прогнозируемый на основе имеющихся данных уровень параметров НДС не является критическим с точки зрения несущей способности трубопровода.

Повышение достоверности и обоснованности прогнозов возможно на основе данных мониторинга фактического пространственного положения МГ в процессе эксплуатации, а также уточнения механических и теплофизических характеристик грунтов.

## Список литературы

1. Основы геокриологии. Ч. 5: Инженерная геокриология / под ред. Э.Д. Ершова. – М.: МГУ, 1999. – 526 с.
2. Павлов А.В. Расчет и регулирование мерзлотного режима почвы / А.В. Павлов; отв. ред. П.И. Мельников. – Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1980. – 240 с.
3. Осокин Н.И. Коэффициент теплопроводности снега и его изменчивость / Н.И. Осокин, А.В. Сосновский, Р.А. Чернов // Криосфера Земли. – 2017. – Т. XXI. – № 3. – С. 60–68.
4. Осокин Н.И. К оценке влияния изменчивости характеристик снежного покрова на промерзание грунтов / Н.И. Осокин, Р.С. Самойлов, А.В. Сосновский и др. // Криосфера Земли. – 1999. – Т. III. – № 1. – С. 3–10.
5. Беховых Л.А. Основы гидрофизики: учеб. пособие / Л.А. Беховых, С.В. Макарычев, И.В. Шорина. – Барнаул: АГАУ, 2008. – 172 с.
6. Гишкелюк И.А. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности / И.А. Гишкелюк, Ю.В. Станиловская, Д.В. Евланов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 1 (17). – С. 20–25.
7. Горохов Е.Н. Методика и программа компьютерного моделирования температурного режима вмещающего нефтепровод грунтового массива для условий криолитозоны / Е.Н. Горохов, В.И. Логинов, М.А. Козлов и др. // Приволжский научный журнал. – 2011. – № 4 (20). – С. 167–175.
8. Новиков П.А. Оценка результатов прогнозирования ореола оттаивания вокруг трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / П.А. Новиков, А.А. Александров, В.И. Ларионов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Естественные науки. – 2013. – № 1 (48). – С. 73–81.

9. Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов / Н.А. Цытович. – М.: Высшая школа, 1973. – 446 с.
10. Роман Л.Т. Пособие по определению физико-механических свойств промерзающих, мерзлых и оттаивающих дисперсных грунтов / Л.Т. Роман, М.Н. Царапов и др. – М.: КДУ: Университетская книга, 2018. – 188 с.
11. Роман Л.Т. Механика мерзлых грунтов / Л.Т. Роман. – М.: МАИК «Наука / Интерпериодика», 2002. – 426 с.
12. Лисин Ю.В. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / Ю.В. Лисин, А.А. Александров, В.И. Ларионов и др. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Машиностроение. – 2012. – № 3. – С. 69–79.
13. Бобко К.П. Оценка адекватности методики определения осадки трубопровода в многолетнемерзлом грунте / К.П. Бобко, А.А. Маленов // Современные наукоемкие технологии. – 2013. – № 8. – С. 275–276.
14. Власов А.Н. Применение программного комплекса Abaqus к расчету линейных сооружений в районах с суровыми климатическими условиями / А.Н. Власов, Д.Б. Волков-Богородский, М.Г. Мнушкин // Инженерные системы – 2011: труды Междунар. науч.-практ. конф., Москва, 5–8 апреля 2011 г. / РУДН, ТЕСИС. – М., 2011. – С. 43–49.
15. Зотов М.Ю. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах / М.Ю. Зотов, И.В. Ушаков, И.Л. Димов и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2 (6). – С. 61–65.
16. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела / Ю.Н. Работнов. – М.: Наука, 1979. – 743 с.
17. Седов Л.И. Механика сплошной среды: в 2-х т. / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1970. – Т. 1. – 492 с. – Т. 2. – 568 с.
18. Окопный Ю.А. Механика материалов и конструкций: учеб. для вузов / Ю.А. Окопный, В.П. Радин, В.П. Чирков. – М.: Машиностроение, 2001. – 408 с.
19. Trifonov O.V. Numerical stress-strain analysis of buried steel pipelines crossing active strike-slip faults with an emphasis on fault modeling aspects / O.V. Trifonov // J. Pipeline Syst. Eng. Pract. – 2015. – № 6(1). – С. 4001–4008.
20. Трифонов О.В. Моделирование развития деформаций и перехода в предельное состояние магистрального газопровода: / О.В. Трифонов, И.Ю. Морин, Е.С. Носова // Справочник. Инженерный журнал. – 2013. – № 5. – С. 49–55.
21. Trifonov O.V. Fault impact on buried steel pipelines: modeling and analysis / O.V. Trifonov, V.P. Cherniy // Advances in engineering research / ed. Victoria M. Petrova. – New York: Nova Publishers, 2013. – Т. 7. – Гл. 2. – С. 47–89.
22. Трифонов О.В. О применении модели пластичности Друкера – Прагера для численного моделирования взаимодействия подземного трубопровода с грунтом / О.В. Трифонов, В.П. Черный // Справочник. Инженерный журнал. – 2017. – № 5. – С. 19–25.
23. Trifonov O.V. Mathematical models of pipeline-soil interaction / O.V. Trifonov, V.P. Cherniy; ed. Justin A. Daniels // Advances in environmental research. – New York: Nova Publishers, 2017. – Т. 58. – С. 65–103.
24. Bathe K.J. Finite element procedures / K.J. Bathe. – New Jersey: Prentice Hall, 1996.
25. Crisfield M.A. Non-linear finite element analysis of solids and structures: in 2 vls. / M.A. Crisfield. – Chichester: John Wiley & Sons, 2000.
26. Ramberg W. Description of stress-strain curves by three parameters / W. Ramberg, W.R. Osgood. – Washington, DC: National Advisory Committee for Aeronautics, 1943. – Technical note № 902.
27. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: справ. пособие / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
28. Guidelines for the design of buried steel pipes / American Lifelines Alliance. – New York: ASCE, 2001.
29. Coutts R.J. Finite element modeling of transient non-linear heat flow using the node state method / R.J. Coutts, J.M. Konrad // Ground Freezing – 94: proc. of the 7<sup>th</sup> International symposium on ground freezing, Nancy, France. 24–28 October 1994. – 1994. – С. 39–47.
30. Freezing analysis of a buried pipeline. – GEO-SLOPE International Ltd. – <http://downloads.geo-slope.com/geostudioresources/examples/9/0/TempW/Freezing%20Analysis%20of%20a%20Buried%20Pipeline.pdf>
31. Кудрявцев С.А. Промерзание и оттаивание грунтов: практические примеры и конечноэлементные расчеты / С.А. Кудрявцев, И.И. Сахаров, В.Н. Парамонов. – СПб., 2014.
32. ANSYS 15.0. Documentation. – Canonsburg, PA: Ansys Inc.

## Predictive mathematical modelling of stress-strain behavior for Power of Siberia pipeline sections subject to dangerous engineering-geocryological processes

O.V. Trifonov<sup>1\*</sup>, V.M. Silkin<sup>1</sup>, V.P. Cherniy<sup>1</sup>, I.Yu. Morin<sup>1</sup>, P.A. Volodin<sup>1</sup>, V.M. Yefimov<sup>2</sup>, K.N. Bolshev<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> Institute of Physical and Technical Problems of the North named after V.P. Larionova SB RAS, Bld. 1, Oktyabrskaya street, Yakutsk, the Republic of Sakha (Yakutiya), ИФТПС СО РАН, 677980, Russian Federation

\* E-mail: O\_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Nowadays, many trunk gas pipelines are being designed and constructed in the regions with heavy climatic, geocryological and seismotectonic situation. When selecting a pipeline route, usually it is impossible to avoid sites with dangerous environmental phenomena (seismicity more than 8 balls, permafrost, earth slides, sagging, etc.). Due to these factors, supporting operational safety of gas pipeline facilities in the northlands calls for predictive modelling of dangerous geocryological processes along a pipeline route and their impact to linear pipeline structures.

Prediction of geocryological effects is possible through computer simulation of heat and mechanical interactions between a pipeline and a soil medium. Such simulators use data on climatic and geocryological conditions and processes, as well as the information about the design and the process-dependent parameters of the pipeline, data on its spatial positioning.

This article describes a procedure applied for prediction of the Power of Siberia pipeline thermal interaction with the surrounding soil. The named model also concerns with the evolution of the pipeline spatial location and stress-strain behavior. The simulator synthesizes computational techniques of thermodynamics, continuum mechanics, structural mechanics, numerical mathematics. Authors present a set of mathematical models describing heat and mechanical interactions of a pipeline and a soil in conditions of changing environment and varying thermal regimes of gas pumping.

For numerical implementation of the design models a finite-element technique has been applied. The models are verified by the known solutions of test problems, and data on other facilities. Test predictive calculations have been done for those Power of Siberia sections where the dangerous geocryological processes are developing.

**Keywords:** trunk gas pipeline, dangerous geocryological process, thermal interaction, mechanical interaction, stress-strain behavior, strength.

### References

1. YERSHOV, E.D. (ed.). *Principals of permafrost pedology* [Osnovy geokriologii]. Pt. 5: *Engineering permafrost pedology* [Inzhenernaya geokriologiya]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 1999. (Russ.).
2. PAVLOV, A.V. *Calculation and regulation of permafrost regime* [Raschet i regulirovaniy merzlotnogo rezhima pochvy]. Novosibirsk: Nauka, Siberian branch, 1980. (Russ.).
3. OSOKIN, N.I., A.V. SOSNOVSKIY, R.A. CHERNOV. Factor of heat conductivity for snow and its variability [Koeffitsiyent teploprovodnosti snega i yego izmenchivost]. *Kriosfera Zemli*, 2017, vol. XXI, no. 3, pp. 60–68. ISSN 1560-7496. (Russ.).
4. OSOKIN, N.I., R.S. SAMOYLOV, A.V. SOSNOVSKIY, et al. On assessment of snowpack performance variability impact to freezing of soils [K otsenke vliyaniya izmenchivosti kharakteristik snezhnogo pokrova na promerzaniye gruntov]. *Kriosfera Zemli*, 1999, vol. III, no. 1, pp. 3–10. ISSN 1560-7496. (Russ.).
5. BEKHOVYKH, L.A., S.V. MAKARYCHEV, I.V. SHORINA. *Principals of hydrophysics* [Osnovy gidrofiziki]: study guide. Barnaul, Russia: Altai State Agricultural University, 2008. (Russ.).
6. GISHKELYUK, I.A., Yu.V. STANISLAVSKAYA, D.V. YEVLANOV. Prediction of permafrost defrosting around a long buried pipeline [Prognozirovaniye ottaivaniya mnogoletnemerzlykh gruntov vokrug podzemnogo truboprovoda bolshoy protyazhennosti]. *Nauka i Tekhnologii Truboprovodnogo Transporta Nefti i Nefteproduktov*, 2015, no. 1(17), pp. 20–25. ISSN 2221-2701. (Russ.).
7. GOROKHOV, Ye.N., V.I. LOGINOV, M.A. KOZLOV, et al. Procedure and program for computer simulation of thermal regime for a soil body holding an oil pipeline in cryolithic conditions [Metodika i programma kompyuternogo modelirovaniya temperaturnogo rezhima vmeshchayushchego nefteprovod gruntovogo massiva dlya usloviy kriolitozony]. *Privolzhskiy Nauchnyy Zhurnal*. 2011, no. 4 (20), pp. 167–175. ISSN 1995-2511. (Russ.).
8. NOVIKOV, P.A., A.A. ALEKSANDROV, V.I. LARIONOV. Estimation of prediction products for defrosting halo around a pipeline at permafrost sites [Otsenka rezultatov prognozirovaniya oreola ottaivaniya vokrug truboprovoda na uchstkakh s mnogoletnemerzlymi gruntami]. *Vestnik MGTU im. N.E. Baumana. Series: Yestestvennyye Nauki*, 2013, no. 1(48), pp. 73–81. ISSN 1812-3368. (Russ.).
9. TSYTOVICH, N.A. *Mechanics of frozen soils* [Mekhanika merzlykh gruntov]. Moscow: Vysshaya shkola, 1973. (Russ.).

10. ROMAN, L.T., M.N. TSARAPOV, et al. *Guide for determination of physical-mechanical properties for freezing, frozen and defrosting dispersive soils* [Posobiye po opredeleniyu fiziko-mekhanicheskikh svoystv promerzayushchikh, merzlykh i ottaivayushchikh dispersnykh gruntov]. Moscow: Knizhnyy dom "Universitet"; Universitetskaya kniga, 2018. (Russ.).
11. ROMAN, L.T. *Mechanics of frozen soils* [Mekhanika merzlykh gruntov]. Moscow: MAIK "Nauka / Interperiodika", 2002. (Russ.).
12. LISIN, Yu.V., A.A. ALEKSANDROV, V.I. LARIONOV, et al. Evaluation of horizontal and vertical position for a pipeline at permafrost sites [Otsenka planovo-vysotnogo polozheniya truboprovoda na uchastkakh s mnogoletnemerzlymi gruntami]. *Vestnik MGTU im. N.E. Baumana. Series: Mashinostroyeniye*, no. 2012, no. 3, pp. 69–79. ISSN 0236-3941. (Russ.).
13. BOBKO, K.P., A.A. MALENOV. Validation of a procedure for determination of pipeline settlement in permafrost [Otsenka adekvatnosti metodiki opredeleniya osadki truboprovoda v mnogoletnemerzлом grunte]. *Sovremennyye Naukoyemkiye Tekhnologii*, 2013, no. 8, pp. 275–276. ISSN 1812-7320. (Russ.).
14. VLASOV, A.N., D.B. VOLKOV-BOGORODSKIY, M.G. MNUSHKIN. Application of Abaqus program suite to calculation of lineal installations in regions with severe climate [Primeneniye programmnogo kompleksa k raschety lineynykh sooruzheniy v rayonakh s surovymi klimaticheskimi usloviyami]. In: *Proc. of International conference "Engineering systems – 2011", 5–8 April 2011*. Moscow: RUDN University, 2011, pp. 43–49. (Russ.).
15. ZOTOV, M.Yu., I.V. USHAKOV, I.L. DIMOV, et al. Practice of program suits application for calculation of stress strain behavior of oil pipelines being built over permafrost [Opyt primeneniya programmnykh kompleksov dlya rascheta napryazhenno-deformirovaniya sostoyaniya nefteprovosov, prokladyvayemykh na vechnomerzlykh gruntakh]. *Nauka i Tekhnologii Truboprovodnogo Transporta Nefti i Nefteproduktov*, 2012, no. 2 (6), pp. 61–65. ISSN 2221-2701. (Russ.).
16. RABOTNOV, Yu.N. *Mechanics of a deformable solid body* [Mekhanika deformiruyemogo tverdogo tela]. Moscow: Nauka, 1979. (Russ.).
17. SEDOV, L.I. *Mechanics of continuum* [Mekhanika sploshnoy sredy]. In 2 vls. Moscow: Nauka, 1970. (Russ.).
18. OKOPNYI, Yu.A., V.P. RADIN, V.P. CHIRKOV. *Mechanics of materials and structures* [Mekhanika materialov i konstruktsiy]: textbook for universities. Moscow: Mashinostroyeniye, 2001. (Russ.).
19. TRIFONOV, O.V. Numerical stress-strain analysis of buried steel pipelines crossing active strike-slip faults with an emphasis on fault modeling aspects. *J. Pipeline Syst. Eng. Pract.*, 2015, no. 6(1), pp. 4001–4008. ISSN 1949-1190.
20. TRIFONOV, O.V., I.Yu. MORIN, Ye.S. NOSOVA. Modelling deformation progress and transition to limit state for a trunk gas pipeline [Modelirovaniye rasvitiya deformatsiy i perekhoda v predelnoye sostoyaniye magistralnogo gazoprovoda]. *Spravochnik. Inzhenernyy zhurnal*, 2013, no. 5, pp. 49–55. ISSN 0203-347X. (Russ.).
21. TRIFONOV, O.V., V.P. CHERNIY. Fault impact on buried steel pipelines: modeling and analysis. *Advances in engineering research*. Editor: Victoria M. PETROVA. New York: Nova Publishers, 2013, vol. 7, ch. 2, pp. 47–89. ISSN 2352-5401.
22. TRIFONOV, O.V., V.P. CHERNIY. On application of Drucker-Prager plasticity model for numerical simulation of interaction between an underground pipeline and soil [O primenenii modeli plastichnosti Drukera – Pragera dlya chislenogo modelirovaniya vzaimodeystviya podzemnogo truboprovoda s gruntom]. *Spravochnik. Inzhenernyy zhurnal*, 2017, no. 5, pp. 19–25. ISSN 0203-347X. (Russ.).
23. TRIFONOV, O.V., V.P. CHERNIY. Mathematical models of pipeline-soil interaction. *Advances in environmental research*. Editor: Justin A. DANIELS. New York: Nova Publishers, 2017, vol. 58, pp. 65–103. ISSN 2352-5401.
24. BATHE, K.J. *Finite element procedures*. New Jersey: Prentice Hall, 1996.
25. CRISFIELD, M.A. *Non-linear finite element analysis of solids and structures*: in 2 vls. Chichester: John Wiley & Sons, 2000.
26. RAMBERG, W., W.R. OSGOOD. *Description of stress-strain curves by three parameters*. Washington, DC: National Advisory Committee for Aeronautics, 1943. Technical note no. 902.
27. AYNBINDER, A.B., A.G. KAMERSHTEYN. *Strength and stability calculation for trunk pipelines* [Raschet magistralnykh truboprovodov na prochnost i ustoychivost]: reference guide. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
28. AMERICAN LIFELINES ALLIANCE. *Guidelines for the design of buried steel pipes*. New York: ASCE, 2001.
29. COUTTS, R.J., J.M. KONRAD. Finite element modeling of transient non-linear heat flow using the node state method. In: *Ground Freezing – 94: proc. of the 7<sup>th</sup> International symposium on ground freezing*, Nancy, France. 24–28 October 1994, pp. 39–47.
30. GEO-SLOPE INTERNATIONAL LTD. Freezing analysis of a buried pipeline [online]. Available from: <http://downloads.geo-slope.com/geostudioresources/examples/9/0/TempW/Freezing%20Analysis%20of%20a%20Buried%20Pipeline.pdf>
31. KUDRYAVTSEV, S.A., I.I. SAKHAROV, V.N. PARAMONOV. *Freezing and defrosting of soils: practical examples and final-elements calculations* [Promerzaniye i ottaivaniye gruntov: prakticheskiye primery i konechnoelementnyye raschety]. St. Petersburg, 2014. (Russ.).
32. *ANSYS 15.0. Documentation*. Canonsburg, PA: Ansys Inc.

УДК 620.16 : 624.046

## Определение несущей способности магистрального газопровода с расслоениями и внутренними вздутиями

М.М. Алиев<sup>1\*</sup>, С.П. Зайцев<sup>2,1</sup>, Р.Х. Султангареев<sup>3,1</sup>, М.Н. Попова<sup>1</sup>, Т.А. Хуснуллина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Альметьевский государственный нефтяной институт, Российская Федерация, 423458, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

<sup>2</sup> АЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Казань», Российская Федерация, 423400, Республика Татарстан, Альметьевский р-н, РП Нижняя Мактама, Бугульминский тракт, д. 1

<sup>3</sup> ООО «Газпром трансгаз Казань», Российская Федерация, 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

\* E-mail: mmaliev@rambler.ru

**Тезисы.** В статье исследуется влияние на несущую способность труб газопровода Оренбург – Заинск различных дефектов, приобретенных трубами в период изготовления, монтажа и эксплуатации. Внутритрубная диагностика совместно с дополнительными диагностическими обследованиями труб в шурфах позволяют выявить внутренние вздутия различной пространственной геометрической формы в виде выпуклых поверхностей разных размеров. Несущая способность дефектных труб оценена на основании натуральных гидравлических испытаний и математических расчетов.

Результаты ресурсных испытаний показали снижение предела прочности металла трубы с расслоениями и внутренними вздутиями на 41,6 %, в то время как расслоения без изменения геометрии стенки трубы снижали предел прочности металла на 18,5 %. Разрыв катушки, изготовленной из трубы аварийного запаса, показал наличие ликвационной полосы, являющейся металлургическим дефектом, а разрыв катушки с внутренним вздутием произошел в зоне расположения опорного сечения вздутия.

Задача определения несущей способности дефектных труб решалась теоретически на базе расчетных схем для пологих оболочек, работающих в условиях параболического свода до момента схлопывания вздутий. Также исследована возможность возникновения вздутий в период эксплуатации газопровода из-за температурных напряжений.

В работе изложены результаты исследования несущей способности магистрального газопровода Оренбург – Заинск, который находится в эксплуатации с 1971 г. Газопровод сооружен подземно из труб типоразмерами 1020×14 мм (ФРГ и Франция) и 1020×16 мм (Швеция), изготовленных из малоуглеродистой стали с пределами прочности не ниже 560 МПа, пределом текучести не ниже 420 МПа. В настоящее время газопровод эксплуатируется с рабочим давлением 3,4 МПа. Ранее отмечалось появление с самого начала эксплуатации газопровода многочисленных дефектов и повреждений различного характера, включая расслоения [1]. Кроме того, последние обследования показали, что на некоторых участках газопровода обнаруживались внутренние вздутия различных геометрических форм и существенных размеров, входящих в плане от 230 до 600 мм, с высотой подъема стрелы 50...60 мм.

Вопросы влияния расслоения металла на сопротивление труб разрушению рассмотрены в ряде публикаций [2–7]. Выявлено, что расслоение не является сугубо технологическим дефектом производства трубы, а может также быть обусловлено условиями ее эксплуатации [7]. В частности, фактором замедленного образования и развития указанных дефектов может стать водородная коррозия стали. Примечательно, что в начальный период эксплуатации исследуемого газопровода по нему транспортировался неочищенный природный газ [1]. Примеси кислых компонентов в газе способствовали накоплению в стали водорода, инициируя структурные изменения кристаллической решетки материала [8].

В литературе [9, 10] также описаны причины образования расслоений при изготовлении стальных труб большого диаметра. Технология производства прямошовных труб диаметром 1020...1420 мм включает на первой стадии подгибку кромок листовой заготовки на кромкогибочном прессе пошаговым способом одновременно с двух

**Ключевые слова:** газопровод, несущая способность, расслоение, внутреннее вздутие, гидравлическое испытание.

сторон. Формовка основной части завершается газовой сваркой наружного шва и 4-дуговой сваркой внутреннего и внешнего швов трубы. После формовки на кромкогибочном и трубоформовочном прессах не удается добиться требуемой округлости трубы. При этом диаметр трубы оказывается на 0,5...1,5 % меньше требуемого. Для получения необходимого диаметра и улучшения поперечной округлости трубы применяется технологическая операция экспандирование.

Максимальные окружные напряжения в стенке трубы, возникающие единственно из-за экспандирования, превышают предел текучести металла и приводят его к упрочнению [11]. При этом остаточные напряжения, полученные в результате воздействия трубоформовочного пресса, в сумме с напряжением от экспандирования могут превышать предел прочности металла ( $\sigma_b$ ) во внутренних волокнах. Например, для трубы диаметром 1420 мм суммарные окружные напряжения соответственно равны  $1,254 \sigma_b$  и  $0,437 \sigma_b$  [11]. Очевидно, что для трубы диаметром 1020 мм будут получены примерно такие же результаты.

В этом случае максимальные касательные напряжения ( $\tau_{\max}$ ) в некоторых сечениях внутри стенки трубы (при окружном напряжении  $\sigma_1 = 1,254\sigma_b$  и радиальном напряжении  $\sigma_2 = 0$ ) получатся больше  $0,5\sigma_b$ :

$$\tau_{\max} = 0,5(\sigma_1 - \sigma_2) = 0,5 \cdot 1,254\sigma_b = 0,627\sigma_b.$$

Это означает, что согласно критерию Треска – Сен-Венана условие прочности будет нарушено. По этой причине на внутренних поверхностях трубы могут образоваться трещины и микрорасслоения сдвигового характера.

Явление расслоения трубной стали связывают также с образованием ликвационных полос при изготовлении листового проката. Ликвационные зоны, возникающие практически в середине трубного проката по толщине, содержат неметаллические включения, загрязняющие расплав. Именно в этой зоне в процессе формирования трубы действуют максимальные касательные напряжения, провоцирующие расслоение металла.

Сталь трубопровода после появления вздутий теряет определенную часть первоначальной прочности на участках начала расслоения с высокой концентрацией напряжений. Так, несущая способность двух длительно эксплуатируемых

магистральных газопроводов оценивалась путем испытания на действие внутреннего давления фрагментов натуральных образцов (катушек) без видимых дефектов, а также плоских элементов, вырезанных из демонтированных участков труб [12]. После испытания на разрушающее гидравлическое давление каких-либо расслоений в катушках обнаружено не было. Расчеты по геометрическим параметрам катушки согласно безмоментной теории, а также результаты испытания плоских образцов показали незначительные отклонения от сертифицированных прочностных показателей. Тем не менее следует отметить, что причины образования вздутий и их влияние на несущую способность газопроводов изучены недостаточно.

Исходя из изложенного в настоящей работе сделана попытка связать образование определенной части внутренних вздутий с температурными напряжениями, возникшими на начальном этапе перекачки сырого газа по газопроводу Оренбург – Заинск.

С учетом слабой изученности и актуальности вопроса была поставлена задача исследовать причины появления расслоений и вздутий на стенках труб магистрального газопровода и их влияние на его несущую способность.

### Экспериментальные исследования

Экспериментальные исследования по определению несущей способности газопровода на участках труб с расслоениями и образовавшимися при этом внутренними вздутиями было решено провести путем гидравлического испытания образцов – катушек, вырезанных из этих участков. В Альметьевском линейно-производственном управлении магистральных газопроводов (ЛПУМГ) изготовили три образца (рис. 1, таблица). Первый образец (К1) визуально не имел дефектов-вздутий,



Рис. 1. Образцы катушек для испытания

## Размеры образцов-катушек и результаты испытания на разрушающее давление

номер	Катушка		Разрушающее давление, МПа	$\sigma_b$		
	длина, мм	толщина стенки $\delta$ , мм		среднее сертифицированное значение / диапазон изменения, МПа	расчетное значение по результатам испытаний, МПа	отклонение от среднего, %
K1	1340	14	13,2	589 / 560...618	480	18,5
K2	1260		9,6		350	41,6
K3	1270		16,9		616	В пределах сертификационного значения

однако по результатам ультразвукового контроля по всей длине трубы было обнаружено расслоение. Второй образец (K2) имел внутреннее вздутие размером в плане 230×600 мм со стрелой подъема 60 мм. Третий, сравнительный, образец (K3) изготовили из трубы оперативного запаса Альметьевского ЛПУМГ.

Гидравлические испытания каждого образца проводились в три этапа с последовательным подъемом давления сначала до рабочего – 3,4 МПа, далее до 5,4 МПа, а после визуального осмотра до разрушающего (см. таблицу). В результате испытаний образец K1 разрушился при давлении 13,2 МПа. Если исходить из безмоментной теории, при  $\delta = 14$  мм такому давлению соответствует предел прочности металла  $\sigma_b = 480$  МПа. С учетом среднего сертифицированного значения  $\sigma_b = 589$  МПа снижение предела прочности металла за период эксплуатации составляет 18,5 %. При визуальном осмотре катушки K1 обнаружено расслоение металла в продольном направлении с переходом на заглуженную часть через кольцевой шов (рис. 2).

При испытании образца K2 с внутренним вздутием получено, как и ожидалось,

наименьшее разрушающее давление 9,6 МПа (рис. 3). Согласно теории такому давлению соответствует  $\sigma_b = 350$  МПа, что равносильно снижению  $\sigma_b$  на 41,6 % относительно сертифицированного значения. На записи, сделанной в процессе видеофиксации испытаний, отчетливо слышны два хлопка, последовавшие друг за другом в течение нескольких секунд. По мнению авторов, первый из них соответствовал схлопыванию внутреннего вздутия, а второй – разрушению образца. Разрушение произошло в зоне расположения вздутия.

Образец K3, изготовленный из трубы оперативного запаса, разрушился при гидростатическом давлении 16,9 МПа, которому соответствует  $\sigma_b = 616$  МПа, почти совпадающее с максимальным сертифицированным значением 618 МПа. На рис. 4 четко видна ликвационная полоса, расположенная по толщине сечения в середине. Поскольку данная труба не была в эксплуатации, ликвационная полоса сохранила первоначальное положение. Начальный участок разрыва по характеру соответствует образованию шейки при испытаниях стандартных образцов.



Рис. 2. Расслоение стенки металла K1 по длине разрыва 1000 мм с раскрытием до 120 мм



Рис. 3. 100-миллиметровый разрыв образца K2 в продольном направлении с раскрытием шириной 1 мм в зоне участка вздутия



**Рис. 4. Разрыв металла катушки К3 в продольном направлении по всей длине катушки 1270 мм с раскрытием до 150 мм на расстоянии 100 мм от продольного шва**

### Причины образования внутренних вздутий в газопроводе Оренбург – Заинск

В трубах с ликвационными плоскостями под воздействием давления перекачиваемого газа вздутия не могут появиться, так как для этого необходимы сжимающие напряжения, направленные по окружности внутри трубы.

Практически с самого начала эксплуатации на газопроводе начали проявляться многочисленные повреждения [1]. В момент ввода в эксплуатацию по газопроводу транспортировался сырой газ с рабочим давлением 2,6 МПа. При этом перепад давлений в цепочке «скважина – газопровод» составлял около 10 МПа, а температура газа на входе в газопровод в некоторые периоды доходила до минус 38 °С. Таким образом, учитывая подземное расположение газопровода с положительной температурой на внешней поверхности, можно предположить, что скачок температуры по толщине трубопровода мог составлять 50...60 °С.

Температурные напряжения  $\sigma_T$  при таком перепаде температур внутри трубы будут отрицательными и определяются по формуле [13]

$$\sigma_T = \frac{E\alpha\Delta T}{3(1-\nu)(r_n - r_b)} \left[ 3r_b - \frac{2(r_n^3 - r_b^3)}{r_n^2 - r_b^2} \right], \quad (1)$$

где  $E = 2 \cdot 10^5$  МПа – модуль упругости стали;  $\nu = 0$  – коэффициент Пуассона;  $\alpha = 125 \cdot 10^{-7} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  – коэффициент температурного расширения стали;  $r_n$  и  $r_b$  – наружный и внутренний радиусы трубы соответственно.

При  $\delta = 14$  мм для трубы наружным диаметром 1020 мм получим  $r_b = 496$  мм и  $r_n = 510$  мм. Сжимающее окружное

напряжение  $\sigma_T^b$  во внутреннем сечении при  $\Delta T = 60$  °С составит 105 МПа.

Заменяя в формуле (1)  $3r_b$  на  $3r_n$ , можно вычислить величину растягивающих напряжений  $\sigma_T^h$  во внешней поверхности трубы. В рассматриваемой задаче определим  $\sigma_T^h = 104,5$  МПа. С учетом незначительности  $\sigma_T^h$  можно предположить, что созданные давлением транспортируемого газа окружные напряжения будут приниматься внешними волокнами. При этом сжимающие температурные напряжения стремятся привести внутренние слои к потере устойчивости.

Если температура в радиальном направлении изменяется по логарифмическому закону, то температурные напряжения на внутренней поверхности будут определяться по формуле [13]

$$\sigma_T^b = \frac{E\alpha\Delta T}{2(1-\nu)\ln \frac{r_n}{r_b}} \left[ 1 - \frac{2r_n^2}{r_n^2 - r_b^2} \ln \frac{r_n}{r_b} \right]. \quad (2)$$

Подставляя численные значения исходных данных в формулу (2), получим  $\sigma_T^b = 113,5$  МПа.

Принимая  $\sigma_T^b$  из условия  $\sigma_T^b \geq \sigma_{кр}$  (где  $\sigma_{кр}$  – критическое значение сжимающего окружного напряжения во внутреннем сечении), можно проверить условия образования вздутий. Для этого участок внутреннего сечения представим как полосу толщиной  $0,5\delta = 7$  мм. Критическое напряжение определим по формуле [14, с. 251–252]

$$\sigma_{кр} = k \frac{E}{12(1-\nu^2)} \left( \frac{\delta}{B} \right)^2, \quad (3)$$

где  $B = 22$  см – ширина полосы;  $k$  – коэффициент, зависящий от размеров вздутия в плане. Например, при равенстве ширины и длины полосы  $k = 9,4$ . Тогда из формулы (3) определим

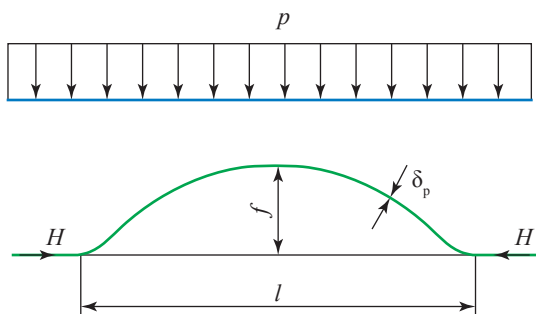
$$\sigma_{кр} = 113 \text{ МПа} \approx \sigma_T^b.$$

Таким образом, сжимающие температурные напряжения способны образовать вздутие.

Рассмотрим задачу определения давления ( $p$ ), приводящего к схлопыванию внутренних вздутий, встречающихся в газопроводе Оренбург – Заинск (рис. 5).

Рассматривая выпуклую поверхность как цилиндрическую пологую оболочку





**Рис. 5. Расчетная схема внутреннего вздутия в виде тонкостенной оболочки параболической формы с податливыми опорами:  $f$  – стрела подъема оболочки;  $l$  – пролет оболочки;  $\delta_p$  – толщина расслоения**

параболической формы в сечении, определим опорную реакцию ( $H$ ) оболочки на ее единичную длину  $l$ . Получим:

$$H = \sigma_1 \delta_p = \frac{pl^2}{8f}, \quad (4)$$

где  $\sigma_1$  – горизонтальное напряжение в опорном сечении, МПа;  $l = 220$  мм;  $f = 60$  мм;  $\delta_p = 7$  мм.

Приравнявая  $\sigma_1 = \sigma_{кр} = 113$  МПа, определим давление схлопывания по формуле (4):

$$p = \frac{8f\sigma_{кр}\delta_p}{l^2} = \frac{8 \cdot 113 \cdot 6 \cdot 0,7}{22^2} = 7,8 \text{ МПа.}$$

Как уже отмечалось, разрушающее давление жидкости при гидравлическом испытании катушек с внутренними вздутиями было

зафиксировано в пределах 9,6 МПа. Можно предположить, что значение  $p = 7,8$  МПа, полученное теоретическим путем, достаточно для того, чтобы вздутие исчезло. Далее при увеличении давления, очевидно, разрушение происходит сначала в опорных сечениях вздутия, а в дальнейшем распространяется в наружную поверхность катушки.

\*\*\*

Таким образом, исследованы трубы магистрального газопровода, имеющие внутренние расслоения и вздутия. Гидравлические испытания трубных катушек с доведением их до разрушения показали, что дефекты в виде расслоений по всему телу катушки приводят к снижению предела прочности стали на 18,5 %, а при наличии вздутий во внутреннюю полость трубы способны снизить его на 41,6 %. Однако с учетом рабочего давления трубопровода, равного 3,4 МПа, указанные дефекты могут быть оставлены в эксплуатации.

Для теоретической оценки несущей способности газопровода с дефектами в виде внутреннего вздутия предложено выбрать, согласно пространственной форме и размерам вздутия, один из возможных вариантов расчетной схемы в виде пологой тонкостенной оболочки, закрепленной по краям на податливых опорах. При близких друг к другу размерах вздутия в плане расчетную схему можно принять в виде тонкостенного купола.

## Список литературы

1. Митрофанов А.В. Анализ причин и характера коррозионных повреждений в начальный период эксплуатации магистрального газопровода / А.В. Митрофанов, Н.А. Гафаров, Б.В. Киченко и др. // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – М: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 10. – С. 2–11.
2. Ботвина Л.Р. Безопасность магистральных и технологических трубопроводов: влияние расслоений на их работоспособность / Л.Р. Ботвина, Н.А. Махутов, В.Н. Пермяков // Нефть, газ и бизнес. – 2002. – № 1. – С. 41–46.
3. Гареев А.Г. Исследование водородного охрупчивания металла, приводящего к разрушению металлоконструкции / А.Г. Гареев, О.А. Насибуллина, Р.Г. Ризванов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 1 (107). – С. 107–115.
4. Зорин А.Е. Оценка опасности расслоений металла труб под действием сложного НДС методом математического моделирования / А.Е. Зорин, А.Э. Толстов // Надежность и безопасность эксплуатации линейной части магистральных газонефтепроводов: сб. науч. тр. компании «ЭКСИКОМ». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – № 2. – С. 65–74.
5. Колотовский А.Н. Работоспособность трубопроводов высокого давления при наличии внутренних расслоений металла / А.Н. Колотовский, А.Я. Яковлев, И.Н. Бирилло и др. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 224 с.
6. Комаров А.В. Оценка работоспособности нефтегазопроводов с внутренними расслоениями стенок труб: дис. ... к.т.н.: 25.00.19 / А.В. Комаров. – Ухта, 2012. – 161 с.

7. Толстов А.Э. Экспериментальные исследования влияния расслоений металла на работоспособность трубопроводов / А.Э. Толстов, А.Е. Зорин, Е.Е. Зорин // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – №7 (67). – С. 62–65.
8. Конищев К.Б. Особенности механизма коррозионного растрескивания под напряжением металла труб в средах, содержащих сероводород и диоксид углерода / К.Б. Конищев, А.М. Семёнов, А.С. Чабан и др. // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 60–66.
9. Шинкин В.Н. Остаточные напряжения при экспандировании стальных труб / В.Н. Шинкин // Молодой ученый. – 2015. – № 20. – С.88–93.
10. Шинкин В.Н. Упругопластическая деформация металлического листа на трехвалковых вальцах / В.Н. Шинкин // Молодой ученый. – 2015. – № 13 (93). – С. 225–229.
11. Шинкин В.Н. Расчет максимальных напряжений в стенке трубы при экспандировании с учетом остаточных напряжений заготовки после трубоформовочного пресса SMS Meer / В.Н. Шинкин, А.П. Коликов, В.И. Мокроусов // Производство проката. – 2012. – № 7. – С. 25–29.
12. Алиев М.М. Оценка несущей способности двух магистральных газопроводов после длительной эксплуатации испытанием на разрывную нагрузку / М.М. Алиев, Р.Р. Кантюков, Ф.М. Мустафин и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 12. – С. 56–59.
13. Сопrotивление материалов / под общ. ред. Г.С. Писаренко. – Киев: Вища школа, 1979. – 694 с.
14. Шиманский Ю.А. Справочник по строительной механике корабля / Ю.А. Шиманский. – Л.: Судпромгиз, 1959. – Т. 2. – 529 с.

## Experimental and theoretical determination of bearing capacity for a trunk gas pipeline with laminations and internal swellings

M.M. Aliyev<sup>1\*</sup>, S.P. Zaytsev<sup>2,1</sup>, R.Kh. Sultangareyev<sup>3,1</sup>, M.N. Popova<sup>1</sup>, T.A. Khusnullina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Almet'yevsk State Oil Institute, Bld. 2, Lenina street, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423458, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom Transgaz Kazan LLC, Almet'yevsky Linear Production Department of Main Gas Pipelines, Bld. 1, Bugulminskiy trakt, Lower Maktama, Almet'yevskiy district, Republic of Tatarstan, 423400, Russian Federation

<sup>3</sup> Gazprom Transgaz Kazan LLC, Bld. 41, Adelya Kutuya street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420073, Russian Federation

\* E-mail: mmaliev@rambler.ru

**Abstract.** This article examines the load-bearing capacity of the Orenburg–Zainsk gas pipeline affected by various pipe imperfections originated during manufacturing, assembling and operation of tubes. The in-line inspections together with the additional shaft diagnostics enable exposure of the internal tube ballooning like convex faces of different spatial geometry and dimensions. The load-bearing capacity of the defected pipes has been estimated by means of the in situ hydraulic tests and mathematical calculations.

Life testing shows that the ultimate tensile strength of pipe metal drops down by 41,6% when a pipe has both stratifications and internal swellings, and decreases only by 18,5% in case of stratification without changes of pipe geometry. Break of a roll made of a tube from the emergency stock has demonstrated existence of a segregation streamer being a metallurgical damage, and break of another roll with an internal swelling has taken place within a basic section of this swelling.

Determination of the load-bearing capacity of the injured pipes has been fulfilled theoretically using the calculation schemes for shallow shells which work in conditions of a parabolic spandrel until the blubs collapse. The possibility of swelling due to the temperature stresses in course of pipeline operation is also studied.

**Keywords:** gas pipeline, load-bearing capacity, stratification, internal swelling, hydraulic testing.

### References

1. MITROFANOV, A.V., N.A. GAFAROV, B.V. KICHENKO, et al. Analysis of the causes and nature of corrosion damage in the initial period of operation of a main gas pipeline [Analiz prichin i kharaktera korrozionnykh povrezhdeniy v nachalnyy period ekspluatatsii magistralnogo gazoprovoda]. *Zashchita ot korrozii i okhrana okruzhayushchey sredy*, 1996, no. 10, pp. 2–11. ISSN 2411-7013. (Russ.).

2. BOTVINA, L.R., MAKHUTOV, V.N. PERMYAKOV. Safety of main and technological pipelines: the impact of stratifications on their performance [Bezopasnost magistralnykh i tekhnologicheskikh truboprovodov: vliyaniye rassloyneniya na ikh rabotosposobnost]. *Neft, Gaz i Bizness*, 2002, no. 1, pp. 41–46. ISSN 2218-4929. (Russ.).
3. GAREYEV, A.G., O.A. NASIBULLINA, R.G. RIZVANOV. Investigation of hydrogen embrittlement of metal leading to destruction of metal structures [Issledovaniye vodorodnogo okhrupchivaniya metalla, privosyashchego k razrusheniyu metallokonstruktsii]. *Problemy Sborn, Podgotovki i Transporta Nefti i Nefteproduktov*, 2017, no. 1 (107), pp. 107–115. ISSN 1998-8443. (Russ.).
4. ZORIN, A.Ye., A.E. TOLSTOV. Assessment of danger of stratification of pipe metal affected by complex stress strain by means of mathematical modeling [Otsenka opasnosti rassloyneniya metalla trub pod deystviyem slozhnogo NDS metodom matematicheskogo modelirovaniya]. In: *Reliability and safety of operation of the linear part of the main gas and oil pipelines* [Nadezhnost i bezopasnost ekspluatatsii lineynoy chasti magistralnykh gazonefteprovodov]: collected scientific papers of the EKSİKOM company. Moscow: Gubkin University, 2019, pp. 65–74. (Russ.).
5. KOLOTOVSKIY, A.N., A.Ya. YAKOVLEV, I.N. BIRILLO, et al. *Operability of high-pressure pipelines in presence of internal metal stratifications* [Rabotosposobnost truboprovodov vysokogo davleniya pri nalichii vnutrennikh rassloyneniya metalla]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2009. (Russ.).
6. KOMAROV, A.V. *Assessment of the performance of oil and gas pipelines with internal stratifications of pipe walls* [Otsenka rabotosposobnosti neftegazoprovodov s vnutrennimi rassloyneniyami stenok trub]. Candidate thesis (engineering). Ukhta State Technical University. Ukhta, 2012. (Russ.).
7. TOLSTOV, A.E., A.Ye. ZORIN, Ye.Ye. ZORIN. Experimental studies of the influence of metal stratifications on the performance of pipelines [Eksperimentalnyye issledovaniya vliyaniya rassloyneniya metalla na rabotosposobnost truboprovodov]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2018, no. 7 (67), pp. 62–65. ISSN 2076-6785. (Russ.).
8. KONISHEV, K.B., A.M. SEMENOV, A.S. CHABAN, et al. Specifics of pipe metal stress corrosion within the media containing H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> [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.).
9. SHINKIN, V.N. Residual stresses during expansion of steel pipes [Ostatochnyye napryazheniya pri ekspandirovaniy stalnykh trub]. *Molodoy Uchenyy*, 2015, no. 20, pp. 88–93. ISSN 072-0297. (Russ.).
10. SHINKIN, V.N. Elastic-plastic deformation of a metal sheet on three-roll rollers [Uprugoplasticheskaya deformatsiya metallicheskogo lista na trekhvalkovykh valtsakh]. *Molodoy Uchenyy*, 2015, no. 13(93), pp. 225–229. ISSN 072-0297. (Russ.).
11. SHINKIN, V.N., A.P. KOLIKOV, V.I. MOKROUSOV. Calculation of maximum stresses in a pipe wall during expansion taking into account residual stresses of the billet after the SMS Meer pipe forming press [Raschet maksimalnykh napryazheniy v stenke trubyy pri ekspandirovaniy s uchetom ostatochnykh napryazheniy zagotovki posle truboformovochnogo pressa SMS Meer]. *Proizvodstvo Prokata*, 2012, no. 7, pp. 25–29. ISSN 1684–257X. (Russ.).
12. ALIYEV, M.M., R.R. KANTYUKOV, F.M. MUSTAFIN, et al. Evaluation of the bearing capacity of two main gas pipelines after long-term operation by testing for breaking load [Otsenka nesushchey sposobnosti dvykh magistralnykh gazoprovodov posle dlitelnoy ekspluatatsii ispytaniyem na razryvnyuyu nagruzku]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 12, pp. 56–59. ISSN 0016-5581. (Russ.).
13. PISARENKO, G.S. (ed.). *Resistance of materials* [Soprotivleniye materialov]. Kiyev: Vishcha shkola, 1979. (Russ.).
14. SHIMANSKIY, Yu.A. Handbook of ship construction mechanics [Spravochnik po stroitelnoy mekhanike korablya]. Leningrad: Sudpromgiz, 1959, vol. 2, pp. 251–252. (Russ.).

УДК 622.692.48[533+536.6]

## Методические подходы к расчету показателей риска эксплуатации трубопроводов, перекачивающих широкую фракцию легких углеводородов

**В.С. Сафонов**

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

**Ключевые слова:** трубопроводы сжиженных углеводородных газов, расчет показателей риска аварий, территориальное распределение потенциального риска, влияние технико-технологических и природно-климатических факторов.

**Тезисы.** Построение и анализ территориального распределения риска, учитывающего как технико-технологическую специфику опасных производственных объектов, так и региональные инфраструктурные, топографические и метеорологические особенности, является одним из важнейших этапов в общей процедуре анализа риска аварий. В то же время объективные сложности решения этой задачи приводят на практике к использованию многочисленных и не всегда обоснованных упрощений, которые зачастую существенно искажают реальный уровень опасности производственного объекта. Поэтому в статье в развитие ранее предложенных автором положений рассматривается общий методический подход к построению территориального распределения потенциального риска, а также к расчету показателей индивидуального риска для линейных источников взрывопожароопасности. В качестве характерного примера принят трубопровод для транспортировки термодинамически нестабильных сжиженных углеводородных газов, на котором при аварийной разгерметизации формируются протяженные паровые облака, представляющие угрозу взрывного сгорания.

В последнее время среди профильных научных организаций и на площадках различных органов государственной власти активно обсуждается проблема обоснования показателей надежности и безопасности трубопроводов, перекачивающих термодинамически нестабильные сжиженные углеводородные газы и их смеси, в том числе широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Основным фактором потенциальной опасности для подобных трубопроводов является испарение части или всего объема жидкости при аварийных выбросах. Пары сжиженных углеводородов, будучи значительно тяжелее воздуха и представляя угрозу взрывного сгорания, могут переноситься под действием ветра в приземном слое атмосферы на значительные расстояния, тем самым существенно расширяя зону потенциальной опасности относительно места аварии.

В рамках решения рассматриваемой проблемы ранее были представлены результаты комплексных исследований влияния технико-технологических и природно-климатических факторов на специфику развития и возможные последствия аварий на трубопроводах ШФЛУ [1–4]. В качестве объекта исследования был выбран трубопровод из цельнотянутых труб диаметром 426 мм, рассчитанных на рабочее давление  $p_{\text{раб}} = 6,4$  МПа, для перекачки ШФЛУ с компонентным составом по ТУ 38-101524-93 в мольных долях: этан – 0,0251; пропан – 0,4953; н-бутан – 0,2341; изобутан – 0,087; н-пентан – 0,0895; изопентан – 0,0368; гексан – 0,0322. Проект этого трубопровода по трассе Сургут – Урало-Поволжье рассматривался акционерным обществом «Газпром» в конце 1990-х гг.

Отличительной особенностью предложенного [1–4] методического подхода является рассмотрение всех аварийных нестационарных гидравлических и тепломассообменных процессов в рамках единого логического сценария, когда итоговые параметры предшествующего процесса служат входными данными для последующего. Исходными событиями считаются при этом различные варианты разгерметизации трубопровода, т.е. динамика и объемы аварийных выбросов ШФЛУ. На основании

этих исследований для последующего анализа были приняты следующие положения:

1) наиболее характерным вариантом разгерметизации трубопровода в процессе его эксплуатации является образование продольных усталостных трещин, линейный размер которых носит случайный характер, но может быть описан различного рода статистическими распределениями, в том числе распределением Вейбулла. Разрыв «гильотинного» типа (когда прекращается однонаправленное движение жидкости и происходит независимое ее истечение уже из двух концов трубопровода) в результате экстремальных внешних динамических воздействий рассматривается при этом как гипотетический;

2) в силу высокой сжимаемости ШФЛУ (модуль упругости – 240 МПа, плотность – 560 кг/м<sup>3</sup>, для труб типоразмера 426×8 мм скорость звука в однофазном потоке  $\approx 600$  м/с) формирование гидравлического отклика на насосной станции вверх по потоку от места аварийной разгерметизации (снижение давления на  $\Delta p = 2$  бар), по которому оператором идентифицируется авария и прекращается перекачка, объективно происходит в течение значительного времени (десять, двадцать и более минут), что предопределяет доминантное влияние интенсивности аварийного выброса на формирование зон потенциальной опасности;

3) в месте аварийной разгерметизации вследствие падения давления происходит частичное разгазирование сжиженного газа. Истечение двухфазного потока в окружающую среду происходит при этом в течение определенного времени с постоянным расходом в критическом режиме (эффект запираания) с интенсивностью, значительно меньшей, чем для однофазного потока. В консервативном приближении принято, что этот критический расход сохраняется неизменным до момента остановки перекачки;

4) парообразование ШФЛУ при аварийных выбросах из трубопровода происходит как за счет «одномоментного» изохэнтальпийного разгазирования при сбросе давления с рабочего до атмосферного, так и за счет последующего нестационарного растекания ШФЛУ по земной поверхности и частичного испарения (в основном пропан-бутановых фракций) вследствие теплопритока от грунта и атмосферы. В силу указанных факторов в месте разрыва формируется источник генерации «тяжелых» паров выражено переменной мощности;

5) в свободном неограниченном пространстве при поджигании облака по передней кромке фронта движения его сгорание происходит против ветра в узкой полосе с относительно низкой скоростью, примерно в 2,0...2,5 раза превышающей скорость ветра, т.е. со скоростью 10...25 м/с без сколь-нибудь значительных внешних термобарических эффектов. При сгорании облака в сильно загроможденном пространстве (мелколесье, густой кустарник) скорость сгорания может возрасти до 150...250 м/с, но в любом случае режим сгорания будет дефлаграционным. Амплитуда воздушной волны сжатия возрастает при этом с 3...5 кПа (свободное пространство) до 20...30 кПа, что может уже вызвать разрушение средней степени расположенных вблизи немонолитных малоэтажных зданий с вероятностью гибели находящихся там людей  $\sim 5\%$ . Тем не менее для получения верхней оценки показателей риска в качестве общей площади абсолютного (100 %) термобарического поражения людей, находящихся как на открытом пространстве, так и в помещениях, причем и при медленном, и при быстротечном сгорании облака паров ШФЛУ, принята площадь облака с граничной концентрацией не 1,0 НКПВ<sup>1</sup>, а 0,5 НКПВ, что позволяет гарантированно учесть эффекты внешнего термобарического воздействия за пределами облака с концентрацией 1,0 НКПВ.

Перейдем к обоснованию основных методических положений анализа риска аварий для трубопроводов ШФЛУ как линейных источников взрывопожароопасности. При этом для формирования целостной картины здесь необходимо привести некоторые положения соответствующей методики для точечных источников опасности [1, 2, 5].

Общее количество  $\Omega$  подлежащих расчету и анализу вариантов зон потенциального ущерба зависит от сочетания:

- числа анализируемых сезонов  $H_\gamma$  ( $\gamma = 1, \dots, n$ ; обычно  $2 \leq \gamma \leq 4$ );
- параметров аварийного выброса (динамики, общих объемов, времени года и т.п.), в конечном итоге – числа значений интенсивности парообразования  $G_v$  ( $v = 1, \dots, L$ ) на интервале  $G_{\min} \dots G_{\max}$ ;
- числа значений скорости ветра  $U_\eta$  ( $\eta = 1, \dots, W$ ) с учетом штиля на интервале  $0 \dots U_{\max}$ ;

<sup>1</sup> НКПВ – нижний концентрационный предел воспламенения. Для пропана это  $\sim 1\%$  об.

• числа анализируемых классов устойчивости атмосферы  $K_\chi$  ( $\chi = 1, \dots, M$ ) (как правило, шесть, по Паскуиллу).

Таким образом,  $\Omega = nLWM$ . Влияние направления ветра, т.е. соответствующих условных вероятностей (или частот повторяемости в разрезе года)  $P$  конкретных географических направлений ветра, на итоговую вероятность попадания некоторой точки пространства в зону потенциальной газовой опасности целесообразно учитывать отдельно.

Примем для примера, что одна из возможных зон потенциальной опасности (с характерной граничной концентрацией  $C^* \leq 1,0$  НКПВ), в пределах которой существует ненулевая вероятность возникновения какого-либо ущерба, имеет вид  $\xi_i$  (рис. 1. см. а). Зоны  $\xi_i$  будут менять свое географическое направление, т.е. находиться в пределах определенного географического сектора (румба), строго по тому же вероятностному закону, что и соответствующая градация скорости ветра.

Некоторая точка с полярными координатами  $M(\rho, \varphi)$  (см. рис. 1а) на территории вокруг точечного источника газовой опасности будет иметь ненулевую вероятность «захвата» облаком, только если окажется на дуге  $AB$  зоны  $\xi_i$ , т.е. при изменении случайного направления ветра в пределах сектора  $[\varphi - \Delta\varphi(\rho); \varphi + \Delta\varphi(\rho)]$  (при  $\Delta\varphi \geq \Delta\alpha$  точка  $M$  «выпадает» из зоны «захвата»). Тогда вероятность этого события выражается как

$$P_M(\xi_i) = \int_{\varphi - \Delta\varphi}^{\varphi + \Delta\varphi} \Psi_{U_\eta} \partial\varphi \text{ при } \varphi \leq \varphi_{\max}(U_\eta, K_\chi, G_v), \quad (1)$$

где  $\Psi_{U_\eta}(\varphi)$  – функция плотности распределения случайной величины  $0 < \varphi < 2\pi$ , характеризующей географическое направление данной скорости ветра  $U_\eta$ .

Определим вероятность возникновения ущерба для некоторого реципиента, находящегося в точке  $M(\rho_M; \varphi_M)$ . Реализация этого сложного события является в общем случае итогом трех независимых событий: 1) попадания точки  $M$  в зону «захвата» углеводородного облака  $\xi_i$ ; 2) попадания одновременно с точкой  $M$  в «активную часть» зоны  $\xi_i$  (между верхним и нижним концентрационными пределами воспламенения) по крайней мере одного источника зажигания (ИЗ), принадлежащего к области взаимодействия; 3) «срабатывания» ИЗ (наличия отличной от нуля вероятности зажигания облака).

В качестве примера будем рассматривать взаимодействие точки  $M$  с двумя источниками зажигания  $ИЗ_1(\rho_1; \varphi_1)$  и  $ИЗ_2(\rho_2; \varphi_2)$  (см. рис. 1а). Пусть при этом выполняются условия:  $\beta_2 < \varphi_M < \beta_1$ ;  $\beta_1 < \beta_2$ ;  $\beta_1 + \Delta\beta_1 > \beta_2 + \Delta\beta_2$ ;  $\varphi_M + \Delta\varphi > \beta_2 + \Delta\beta_2$ ;  $\beta_1 + \Delta\beta_1 > \varphi_M + \Delta\varphi$ . Тогда (угловая) вероятность одновременного попадания всех трех точек ( $M$ ,  $ИЗ_1$  и  $ИЗ_2$ ) в зону потенциального ущерба  $\xi_i(U_\eta, K_\chi, G_v)$

$$P_{M;ИЗ_1;ИЗ_2} = \int_{\beta_1 - \Delta\beta_1}^{\beta_2 + \Delta\beta_2} \Psi_{U_\eta} \partial\varphi. \quad (2)$$

Сектор совместного влияния  $ИЗ_1$  и  $ИЗ_2$  на точку  $M$  показан на рис. 1б двойной штриховкой. Обратим внимание на то, что площадь двойной штриховки много меньше угловой площади исходного захвата точки  $M$  зоной  $\xi_i$ . Очевидно, что с каждым ИЗ в отдельности точка  $M$  будет иметь свои вероятности взаимодействия, пропорциональные соответствующим центральным углам, образованным пересечением лучей угла  $2\Delta\varphi$  с лучами углов  $2\Delta\beta_2$  или  $2\Delta\beta_1$ . Необходимым дополнительным условием возникновения ущерба является срабатывание какого-либо из ИЗ с априорными вероятностями  $P_j^*$  (реализация принципа «ИЛИ»). В приложении к случаю, представленному на рис. 1, если считать, кроме того, что в точке  $M$  координатно совмещены и субъект воздействия, и дополнительный источник зажигания  $ИЗ_3(\rho_M; \varphi_M)$ , получим сумму всех возможных комбинаций вероятностей зажигания отдельных ИЗ.

$$P_{ИЗ_1;ИЗ_2;ИЗ_3} = P_{ИЗ_1}^* (1 - P_{ИЗ_2}^*) (1 - P_{ИЗ_3}^*) + P_{ИЗ_2}^* (1 - P_{ИЗ_1}^*) (1 - P_{ИЗ_3}^*) + P_{ИЗ_3}^* (1 - P_{ИЗ_2}^*) (1 - P_{ИЗ_1}^*) + P_{ИЗ_1}^* P_{ИЗ_2}^* (1 - P_{ИЗ_3}^*) + P_{ИЗ_1}^* P_{ИЗ_3}^* (1 - P_{ИЗ_2}^*) + P_{ИЗ_2}^* P_{ИЗ_3}^* (1 - P_{ИЗ_1}^*) + P_{ИЗ_1}^* P_{ИЗ_2}^* P_{ИЗ_3}^*. \quad (3)$$

При этом вероятность возникновения ущерба в заданной точке  $M$  при воспламенении облака с конфигурацией  $\xi$  (конкретное сочетание характеристик источника генерации паров и метеорологических параметров) определяется для принятой комбинации расположений точки  $M$  и ИЗ как

$$P_{ИЗ_1;ИЗ_2;ИЗ_3=M} = \int_{\beta_1 + \Delta\beta_1}^{\beta_2 + \Delta\beta_2} \Psi_{U_\eta} \partial\varphi. \quad (4)$$

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что однотипные объекты со сжиженными углеводородными газами, на которых в результате аварийных выбросов возможно формирование облаков «тяжелого» газа, причем даже с одинаковым исходным аварийным потенциалом (интенсивность и общая масса выброса) и при одинаковых метеорологических характеристиках, но с отличными друг от друга распределениями по территории ИЗ, представляют различную опасность для имущественного комплекса, персонала и населения.

Специфика анализа риска линейных источников опасности во многом отличается от анализа риска точечных источников. Здесь мы имеем при прочих равных условиях уже две случайные

величины: географическое направление ветра и координату точки на трубопроводе, в которой могут произойти разгерметизация и выброс опасного продукта. Первая характеризуется плотностью распределения  $\Psi(\varphi)$  ветров определенной силы  $U_{\eta}$  по различным географическим направлениям, а вторая – общей интенсивностью аварийных отказов  $\lambda$  (на единицу длины в единицу времени) и долевым распределением утечек различного масштаба при возникновении этого отказа. Поскольку точка  $M$  может попасть в зону потенциального поражения  $\xi_i$  из любой точки на некотором характерном (для  $\xi_i$ ) участке трубопровода, вероятность этого события будет зависеть также и от ориентации этого участка по отношению к сторонам света.

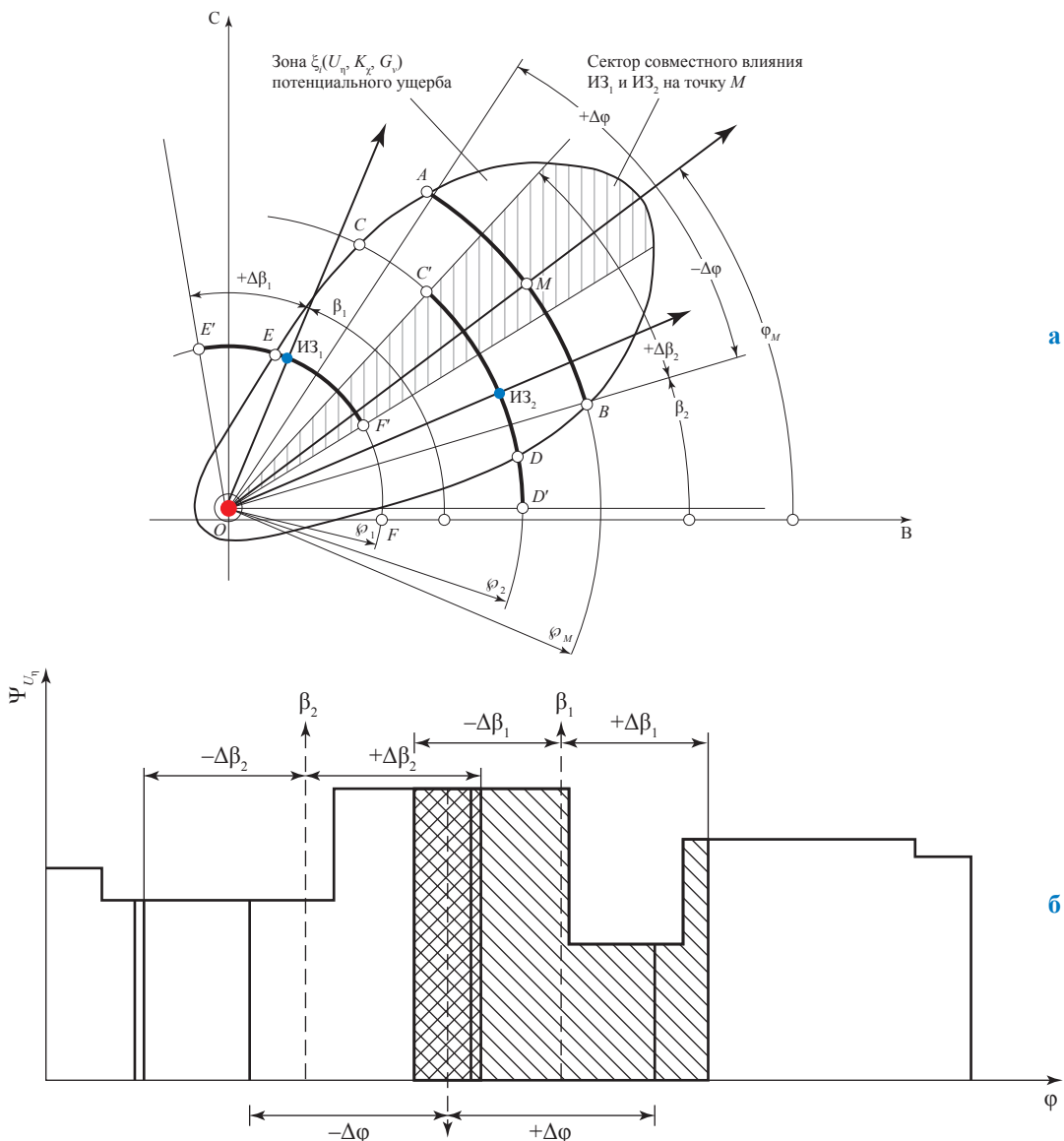


Рис. 1. К расчету вероятности «взаимодействия» точки  $M$  с ИЗ

Пусть интересующая нас точка  $M$  расположена на расстоянии  $y_M$  по перпендикуляру от оси трубопровода, ориентированной, например, на восток (рис. 2). В результате аварии на трубопроводе в месте разгерметизации образуется источник генерации углеводородных паров с некоторой интенсивностью  $G_v$ .

Путем числового анализа [1, 2] установлено, что для типовых сценариев аварий на объектах сжиженных углеводородных газов (наземные источники «тяжелого» пара; функция расхода типа  $G_v \sim 1/\tau^n$ , где  $\tau$  – время) различные сочетания параметров  $U_\eta$ ;  $K_\chi$  и  $G_v$  влияют на изменение протяженности (линейного размера) облаков в значительно большей степени, чем на его характерную (в общем случае переменную по длине) ширину. Исходя из этого в рамках консервативного подхода можно провести осреднение ширины зоны потенциальной опасности или принять ее максимальной из спектра выделенных к рассмотрению значений  $U_\eta$ ,  $K_\chi$ ,  $G_v$ , причем при необходимости отдельно для каждого из сезонных сценариев генерации парового облака. Таким образом, при реализации одного из возможных сочетаний метеопараметров в приземном слое атмосферы для конкретного значения «функции источника» формируется зона потенциального поражения  $\xi_i$  с характерной длиной  $h_i$  и шириной  $2b$  (см. рис. 2).

Точка  $M$  имеет ненулевую вероятность попадания в зону потенциального поражения для

всех  $h_i \geq y_M$ . Участок трубопровода  $x \in [-x_i; +x_i]$ , где  $x_i = \sqrt{h_i^2 + y_M^2}$ , в пределах которого выполняется это условие, определяется пределами досягаемости зоны  $\xi_i$  до точки  $M$  и может рассматриваться как некоторая характеристическая длина  $L_{h_i}^{(M)}(G_v; U_\eta; K_\chi)$ . Вероятность возникновения потенциальной опасности для точки  $M$  в пределах характеристической длины определяется как  $P_i^{(M)} = L_{h_i}^{(M)} \lambda_L k$ , где  $k$  – коэффициент согласования линейных размерностей, а  $\lambda_L$  характеризует как общую ожидаемую частоту негативного события (разгерметизацию трубопровода), так и относительную вероятность возникновения конкретного источника генерации паров (линейные размеры продольных трещин, интенсивности и продолжительности аварийного истечения).

По аналогии с точечным источником зона  $\xi_i$  «захватит» точку  $M$  только при строго определенных направлениях ветра в диапазоне  $\varphi_1^i \leq \varphi \leq \varphi_2^i$  для каждого из  $x \in [-x_i; +x_i]$ . «Основные» направления (углы) ветра для характерных точек отрезка  $2x_i$ :

$$\left. \begin{aligned} \varphi_i(-x_i) &= \arctg\left(\frac{y_i}{-x_i}\right), x < 0; \\ \varphi_i(0) &= \frac{\pi}{2}, x = 0; \\ \varphi_i(+x_i) &= \pi - \arctg\left(\frac{y_i}{+x_i}\right), x > 0. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

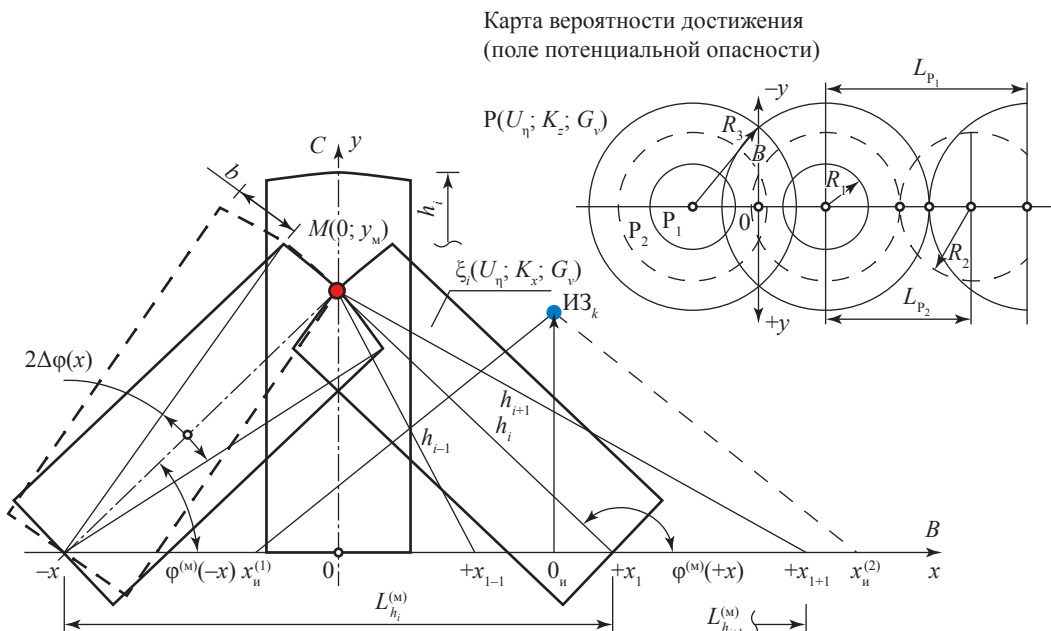


Рис. 2. К расчету вероятности поражения от линейного источника опасности



Для каждой из точек  $x \in [-x_i; +x_i]$  существует, кроме того, свой сектор влияния ветра с углом  $2\Delta\varphi_M(x)$ , определяемым шириной зоны потенциального поражения в точке  $M$ :

$$\Delta\varphi_M(x) = \arcsin\left(\frac{b}{\sqrt{y_M^2 + x^2}}\right).$$

Граничные значения углов общей «зоны захвата» точки  $M$  (область  $D_i^{(M)}$ ):

$$\varphi_i^{M,1} = \varphi_M(+x_i) - \Delta\varphi_M(+x_i);$$

$$\varphi_i^{M,2} = \varphi_M(+x_i) + \Delta\varphi_M(+x_i).$$

Таким образом, область  $D_i^{(M)}$  ограничена следующими изменениями величин  $x$  и  $\varphi$ :

$$D_i^{(M)} \equiv \begin{cases} -x_i \leq x \leq +x_i; \\ \varphi_i^{M,1}(x) \leq \varphi \leq \varphi_i^{M,2}(x). \end{cases}$$

С учетом отмеченных положений вероятность «захвата» облаком (конкретная конфигурация  $\xi_j$ ) точки  $M$  (событие « $M$ ») для одного из возможных значений  $\lambda_L$

$$P_i^{(M)} = \lambda_L \int_{-x_i}^{+x_i} \int_{\varphi_i^{M,1}(x)}^{\varphi_i^{M,2}(x)} \Psi_i(\varphi) d\varphi dx. \tag{6}$$

Определение полной вероятности события « $M$ » предполагает суммирование расчетов по всем принятым к рассмотрению значениям  $\lambda_{L_j}$  и отдельно по комбинациям влияющих метеорологических факторов так, что полный набор частот последних должен удовлетворять условию

$$\sum_{\eta=1}^W \sum_{\chi=1}^M \sum_{j=1}^n P_{\eta,\chi,j} = 1.$$

Если выбранный участок трубопровода составляет угол  $\alpha$  с восточным направлением, то граничные значения углов корректируются как  $\varphi_i^{M,1}(x) + \alpha$  и  $\varphi_i^{M,2}(x) + \alpha$ .

Рассмотрим далее случай, когда точка  $M$  находится территориально во внутреннем угле поворота анализируемого трубопровода, который делит ее на два участка I и II с различными в общем случае значениями интенсивностей отказов (разгерметизации трубопровода)  $\lambda_I$  и  $\lambda_{II}$ , причем участок II образует с восточным направлением угол  $\alpha^{(II)}$ , а участок I – угол  $\alpha^{(I)}$ . В зависимости от величины угла  $\alpha$  и расстояний  $y_M^{(I)}$  и  $y_M^{(II)}$  на каждом из участков будет иметь место своя характеристическая длина  $l_i^{(I)}$  или  $l_i^{(II)}$ , в общем случае несимметричная (за счет поворота) относительно точек пересечения соответствующих перпендикуляров из точки  $M$  с трассой.

Общая вероятность попадания точки  $M$  в зону потенциального поражения (в предположении невозможности одновременного возникновения аварий на обоих участках) рассматривается как сумма вероятностей по отдельным участкам, т.е.:

$$P_{I+II}^M = \sum_{i=1}^{6W} \left[ \lambda_I \int_{-x_i^I}^{+x_i^I} \int_{\varphi_i^{(I,1)}(x)+\alpha^I}^{\varphi_i^{(I,2)}(x)+\alpha^I} \Psi_i(\varphi) d\varphi dx + \lambda_{II} \int_{-x_i^{II}}^{+x_i^{II}} \int_{\varphi_i^{(II,1)}(x)+\alpha^{II}}^{\varphi_i^{(II,2)}(x)+\alpha^{II}} \Psi_i(\varphi) d\varphi dx \right]. \tag{7}$$

Как и выше, полная вероятность «захвата» точки  $M$  зонами потенциального поражения  $\xi_j$  определяется суммированием всех принятых к рассмотрению сценариев с учетом их долевого влияния.

Если рассматриваемая точка  $M$  является одновременно и ИЗ с вероятностью срабатывания  $R_M^*$ , то вероятность поражения субъекта, т.е. его индивидуальный риск в точке  $M$ , определяется как  $R_M = P^{(M)}R_M^*$ . Когда точка  $M$  и точечный источник зажигания имеют различные координаты, то для каждой конкретной зоны  $\xi_j$  должна отыскиваться вероятностная область значений характеристических длин трубопровода и географических направлений ветров, обеспечивающих одновременное попадание и точки  $M$ , и ИЗ в зону потенциального поражения.

Назовем попадание ИЗ в облако (с характерными линейными размерами  $[2b, h_i(G_v)]$ ), т.е. в зону потенциального поражения, событием «И». Это событие, как и событие « $M$ », будет определяться своей областью  $D_i^{(II)}$  изменения независимых случайных величин  $x$  и  $\varphi$ . Совмещение событий « $M$ » и «И» означает пересечение множеств  $D_i^{(M)}$  и  $D_i^{(II)}$  и существование нового множества  $D_i^{(M,II)}$ .

Область изменения  $x$  и  $\varphi$  для точки И ( $x_{И}, y_{И}$ ) определяется как

$$\left. \begin{aligned} \varphi(x) &= \arctg\left(\frac{y_{И}}{x_{И} - x}\right), x_{И}^{(1)} < x < x_{И}; \\ \varphi(x) &= \frac{\pi}{2}, x = x_{И}; \\ \varphi(x) &= \pi - \arctg\left(\frac{y_{И}}{x_{И} - x}\right), x_{И} < x < x_{И}^{(2)}; \\ x_{И}^{(1)} &= x_{И} - \sqrt{h_i^2 - y_{И}^2}; x_{И}^{(2)} = x_{И} + \sqrt{h_i^2 - y_{И}^2}; \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

$$\Delta\varphi(x) = \arcsin\left[\frac{y_{И}}{\sqrt{b^2 + (x - x_{И}^2)^2}}\right]; D_i^{(И)} \equiv \begin{cases} -x_{И}^{(1)} \leq x \leq x_{И}^{(2)}; \\ \varphi_i^{(И_1)} \leq \varphi \leq \varphi_i^{(И_2)}; \end{cases} \quad (9)$$

$$\varphi_i^{(И_1)} = \varphi(x) - \Delta\varphi(x);$$

$$\varphi_i^{(И_2)} = \varphi(x) + \Delta\varphi(x).$$

На плоскости  $(x, \varphi)$  пересечение областей  $D_i^{(M)}$  и  $D_i^{(И)}$  для случая, изображенного на рис. 2, можно представить так, как показано на рис. 3.

Таким образом, совмещение событий «М» и «И» (т.е. попадание точек  $M(0, y_M)$  и  $ИЗ_k(x_{И}, y_{И})$  одновременно в зону потенциального поражения  $\xi_i$  с характерными размерами  $h_i$  и  $2b$ ) может произойти при нарушении герметичности трубопровода на участке  $x_i^{MM} \leq x \leq +x_i$  и при изменениях направлений ветра в диапазоне  $\varphi_i^{(M_1)} \leq \varphi \leq \varphi_i^{(M_2)}$ .

Вероятность совмещений этих событий для одного из возможных вариантов  $\lambda_L$ :

$$P^{(MI)} = \lambda_L \sum_{i=1}^{6W} \iint_{D_i^{(MI)}} \Psi_i(\varphi) d\varphi dx. \quad (10)$$

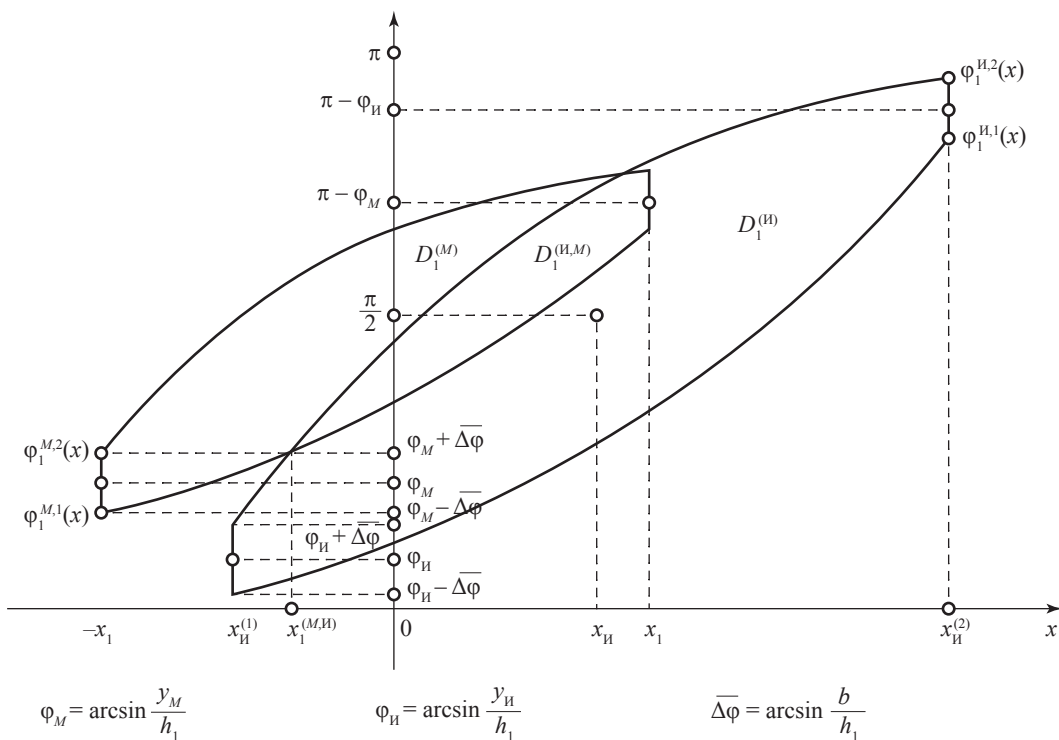


Рис. 3. К расчету вероятности одновременного попадания точки  $M(x, y)$  и  $ИЗ_k(x_{И}, y_{И})$  в зону поражения  $\xi_i$

Если принять также, что и точка  $M(0, y_M)$ , и точка  $ИЗ_k(x_{И}, y_{И})$  являются источниками зажигания с вероятностями срабатывания соответственно  $P_M^*$  и  $P_{И}^*$ , то вероятность поражения реципиента, постоянно находящегося в точке  $M$  (индивидуальный риск), будет определяться как

$$P_{И_k}^{(M)} = P_M^* P^{(M)} + P_{И}^* [1 - P_{И}^*] P^{(MI)}$$

Для общности картины определим также вероятность воспламенения образующегося при аварии на трубопроводе облака не от точечных, а от «линейных» ИЗ, каковыми можно рассматривать, например, дороги, т.е. линейный отрезок на ситуационном плане (на территории промышленной зоны), по которому с определенной частотой может перемещаться ИЗ (например, автомобиль). Поместим начало координат в место разгерметизации трубопровода, ось которого ориентирована вдоль оси абсцисс (условно на восток) (рис. 4).

В принятой системе координат пересекающий под некоторым углом трассу трубопровода прямолинейный участок дороги будет описываться уравнением  $y = ax + c$ . Задача заключается в выявлении опасного участка дороги, который может вызвать зажигание облака. Как и ранее, будем считать, что при фиксированной интенсивности выброса  $G_v$  (из принятого к рассмотрению спектра) зоны потенциальной опасности  $\xi_i$  имеют характерную протяженность  $h_i$  (сочетание  $U_\eta$  при  $\eta = 1, 2, \dots, W$  и  $K_\chi$  при  $\chi = 1, 2, \dots, 6$ ) и осредненную ширину  $2b_v$ . Обозначим минимальное расстояние от места аварийной утечки на трубопроводе до дороги через  $OD$ . Очевидно, что опасность возникнет только для тех сочетаний  $i(G_v; U_\eta; K_\chi)$ , при которых  $h_i \geq OD$ . Можно показать, что координаты совокупности точек  $[D_1^{(i)}(x_1, y_1)$  и  $D_2^{(i)}(x_2, y_2)]$  на дороге, между которыми заключен опасный участок для зоны  $\xi_i$ , будут при этом равны:

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= \frac{c}{a_{1,1} - a}; y_1 = \frac{a_{1,1}c}{a_{1,1} - a}; \\ x_2 &= \frac{c}{a_{1,2} - a}; y_2 = \frac{a_{1,2}c}{a_{1,2} - a}; \\ a_{1,1} &= \frac{ah_i^2 + \sqrt{h_i^2c^2(1+a^2) - c^4}}{h_i^2 - c^2}; \\ a_{1,2} &= \frac{ah_i^2 - \sqrt{h_i^2c^2(1+a^2) - c^4}}{h_i^2 - c^2}. \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

Вероятность попадания в зону потенциального поражения любой из точек  $D(x, y)$  в пределах изменения  $x_1 < x < x_2$  и  $y_1 < y < y_2$  будет определяться, как и выше, интегралом функции  $\Psi_i(\varphi)$ :

$$P_{D(x,y)}^{(i)} = \int_{\varphi_1^{(i)}(x)}^{\varphi_2^{(i)}(x)} \Psi_i(\varphi) d\varphi, \quad (12)$$

где

$$\varphi_1^{(i)} = \arctg\left(a + \frac{c}{x}\right) - \arcsin\left(\frac{b}{\sqrt{x^2 + (ax + c)^2}}\right);$$

$$\varphi_2^{(i)} = \arctg\left(a + \frac{c}{x}\right) + \arcsin\left(\frac{b}{\sqrt{x^2 + (ax + c)^2}}\right).$$

Поражение реципиентов на дороге будет иметь ненулевую вероятность в том случае, если в пределах участка дороги длиной  $L_d(\varphi) = 2bk(\varphi)$ , захваченного облаком с конфигурацией  $\xi_i$  (где  $k(\varphi)$  – коэффициент, зависящий от угла пересечения осей зоны поражения и дороги; для кратчайшего расстояния между местом разрыва на трубопроводе и дорогой  $k = 1$ ), имеются (для рассматриваемого интервала времени) ИЗ с  $P_d^*(\varphi) = \lambda_d L_d(\varphi)$ , где  $\lambda_d$  – частота появления на этом участке дороги ИЗ (автомобилей).

Таким образом, вероятность воспламенения облака за счет какого-либо из источников зажигания в пределах опасного участка дороги для всего спектра скоростей ветра  $U_\eta$  ( $\eta = 1, w$ ) и шести классов устойчивости атмосферы с учетом имеющихся региональных статистических корреляций между ними (при  $G_v = \text{const}$ )

$$\bar{P}_{D(x,y)}^v = \sum_{i=1}^{6W} \int_{\varphi_1^{(i)}(x)}^{\varphi_2^{(i)}(x)} P_d^*(\varphi) \Psi(\varphi) d\varphi. \quad (13)$$

Поскольку автомобиль на дороге является не только потенциальным ИЗ облака, но и субъектом воздействия для водителей и пассажиров автотранспорта, величина  $\bar{P}_{D(x,y)}^v$  может отождествляться для них формально с индивидуальным (групповым) риском.

В тех случаях, когда рассматриваемая точка  $M(x, y)$  расположена вне дороги, необходимо, как и выше, найти общий сектор направлений ветра, обеспечивающих попадание этой точки в зону поражения  $\xi_i$  одновременно с соответствующим участком дороги. Сектор направлений ветра для точки  $M$  (при  $x_1 \leq x \leq x_2; y_1 \leq y \leq y_2$ ):

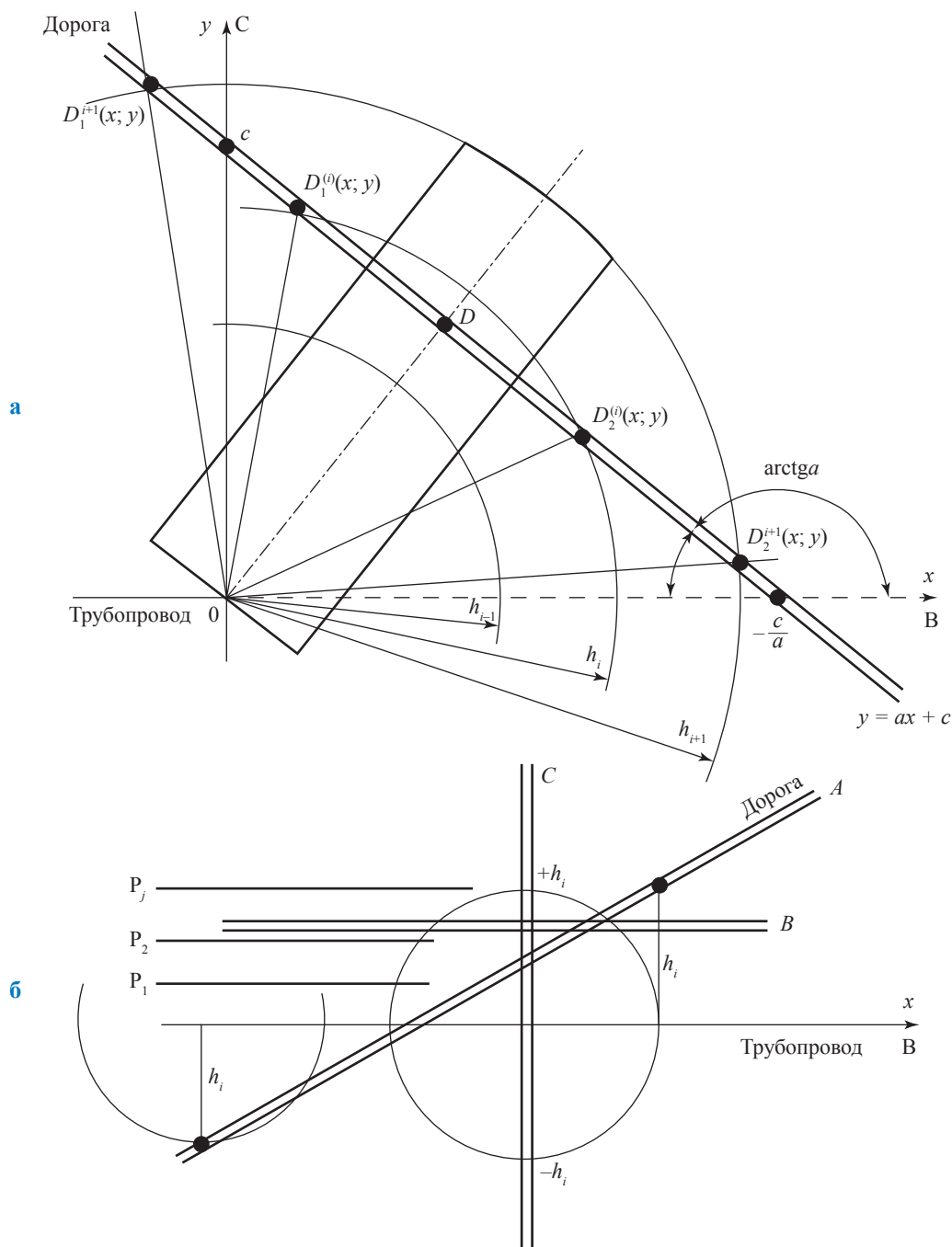


Рис. 4. К расчету вероятности воздействия на транспортные коммуникации от линейного источника опасности

$$[\varphi_M^{(i)} - \Delta\varphi_M^{(i)}; \varphi_M^{(i)} + \Delta\varphi_M^{(i)}];$$

$$\varphi_M^{(i)} = \operatorname{arctg} \left( \frac{y_M}{x_M} \right);$$

$$\varphi_M^{(i)} = \arcsin \left( \frac{b}{\sqrt{y_M^2 + x_M^2}} \right).$$

Аналогично для участка дороги  $[D_1^{(i)}; D_2^{(i)}]$ :

$$\min[\varphi_1^{(i)}(x)] \leq \varphi \leq \max[\varphi_2^{(i)}(x)].$$

Общая часть (пересечение) этих секторов определяет искомый сектор направлений ветра для точки  $M$  и участка дороги:

$$[\varphi_{1_{M,D}}^{(i)}; \varphi_{2_{M,D}}^{(i)}] \equiv [\min \varphi_1^{(i)}(x); \max \varphi_2^{(i)}(x)] \cap [\varphi_M^{(i)} - \Delta\varphi_M^{(i)}; \varphi_M^{(i)} + \Delta\varphi_M^{(i)}].$$

Если точка  $M$  одновременно является и ИЗ с вероятностью срабатывания  $P_M^*$ , то вероятность поражения субъекта в точке  $M$  для принятых к рассмотрению вариаций скорости ветра и классов устойчивости атмосферы (при  $G_v = \text{const}$ )

$$P_{M(x,y)}^v = \sum_{i=1}^{6W} \left\{ P_M^* \int_{\varphi_M^{(i)} - \Delta\varphi_M^{(i)}}^{\varphi_M^{(i)} + \Delta\varphi_M^{(i)}} \Psi_i(\varphi) d\varphi + (1 - P_M^*) \int_{\varphi_{1_{M,D}}^{(i)}}^{\varphi_{2_{M,D}}^{(i)}} P_D^*(\varphi) \Psi_i(\varphi) d\varphi \right\}. \quad (14)$$

Рассмотренные методические положения полностью применимы и к более общему случаю, когда вероятность поражения на опасном участке транспортной коммуникации определяется возможностью разрыва трубы в любой произвольной точке трассы в пределах некоторой характеристической длины. Для варианта расположения дороги, представленного на рис. 4, характеристическая длина ( $x_1^i; x_2^i$ ) определяется из условия  $h_i \geq |ax + c|$ , т.е. будет определяться сочетанием метеопараметров  $(U_n; K_\chi)_{G_v}$ . Для всех точек дороги с координатами  $|y| \leq h_i; x_1^i \leq x \leq x_2^i$  вероятность поражения рассчитывается таким же образом, что и для случая поражения точки  $M(x, y)$  от линейного участка трубопровода  $L_{h_i}$  (см. выше), с заменой фиксированных координат этой точки  $(0; y_M)$  на координаты текущей точки дороги  $(x; ax + c)$ , а вероятности  $P_M^*$  срабатывания точки  $M(x, y)$  как ИЗ – с заменой на соответствующую величину  $P_D^*(x, y)$ . Характерными частными случаями являются параллельное и перпендикулярное расположения дороги относительно оси трубопровода.

Как было отмечено выше, при отсутствии выраженного преобладания ветров определенных географических направлений, т.е. в случае конфигурации поля потенциального поражения, близкой к окружности (или же при проведении соответствующего эквивалентирования по площади) (см. рис. 2б), линии равной вероятности достижения различных точек территории зонами поражения будут параллельны (эквидистантны) и располагаться на одинаковых расстояниях слева и справа от оси прямолинейного участка трубопровода. Тогда вероятность поражения субъектов будет одинакова для всех точек параллельно трубопроводу расположенного участка дороги. При выраженной розе ветров линии равных вероятностей поражения от трубопровода также эквидистантны его оси, однако их удаления от оси (условно слева и справа по направлению движения) будут уже различными. Если транспортная магистраль пересекает трубопровод под прямым углом, то опасный участок дороги для характерной зоны  $\xi_i$  будет иметь длину  $L_{h_i} = 2h_i$  (см. рис. 4б). Расчет вероятности поражения в каждой из точек опасного участка ведется аналогично представленному выше расчету для точки  $M$  при  $x = 0$  и  $-h_i \leq y \leq +h_i$  с заменой  $P_M^*$  на  $P_M^* = \lambda_D 2b$ .

Проиллюстрируем далее особенности использования представленных выше методических подходов к обоснованию показателей риска для населенного пункта общей площадью 32 га с числом жителей, например, 500 чел., расположенного в полосе прохождения трассы двухниточного трубопровода ШФЛУ (диаметр 426 мм,  $p_{\text{раб}} \leq 6,4$  МПа). Населенный пункт удален от трубопровода по перпендикуляру на расстояние  $L = 500$  м. По существующим нормативам расстояние до трубопровода отсчитывается при этом от ближайшего дома. При сохранении общей площади поселка примем два варианта его расположения относительно трубопровода – параллельное и перпендикулярное.

В последующих расчетах принято, что при аварийной разгерметизации трубопровода будет выдерживаться долевое соотношение различных интенсивностей истечения ШФЛУ, кг/с: 25 в 30 % случаев; 50 в 25 %; 100 в 20 % (продольные трещины) и 300 в 15 % (из одного конца трубопровода при разрывах «гильотинного» типа). Ожидаемая частота аварийной разгерметизации «жидкостных» трубопроводов в целом  $\lambda = 0,3$  на тысячу километров в год (цифра принята только в качестве примера, поскольку должна определяться для конкретных условий на базе балльно-факторного анализа). Соответственно, для двухниточного трубопровода  $\lambda = 0,6$  на тысячу километров в год.

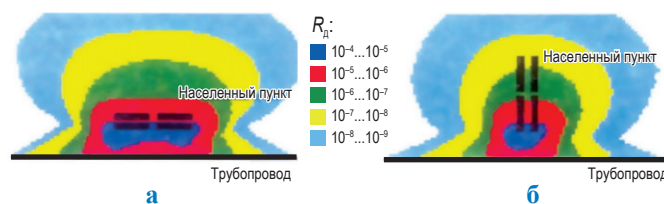


Рис. 5. Поле потенциального риска аварий на трубопроводе ШФЛУ для населенных пунктов, расположенных параллельно (а) или перпендикулярно (б) трубопроводу

На рис. 5 показано поле потенциального риска<sup>2</sup>  $R_d$  от двухниточного трубопровода ШФЛУ диаметром 426 мм для метеорологических условий Тюменской области с учетом всех возможных в разрезе года комбинаций скоростей ветра, классов устойчивости атмосферы, «шероховатости» и температуры земной поверхности, а также указанных соотношений ожидаемых интенсивностей аварийных выбросов.

Обратим внимание на то, что при построении поля потенциального риска мы используем только один характерный размер облака – его протяженность. Поле потенциального риска, отражающее технологическую специфику объекта и региональную специфику атмосферного переноса, следует рассматривать как максимальный (гипотетический) потенциал опасности, поскольку этот потенциал не зависит от существования и распределения по территории ИЗ облака и реципиентов воздействия, а также не учитывает возможности реального (адекватного) поведения человека при возникновении аварии, наличия «барьеров защиты» и т.п.

На рис. 6 показана плотность населения в расчете на элементарное сечение поселка в функции расстояния от трассы  $L$ . При этом принималось, что потенциальные ИЗ облака на территории поселка стационарны и связаны непосредственно с хозяйственно-бытовой деятельностью людей, а их число пропорционально числу людей  $N$  на соответствующей площади территории. При общей площади поселка 32 га на его единичной площадке (элемент сетки 50,8×50,8 м) вероятность загорания облака принята равной 0,136. Для рассмотренного сценария на рис. 7 представлена также гистограмма распределения людей по уровням риска с учетом реального времени нахождения определенных групп населения в населенном пункте. Видно, что интегральные показатели

риска для случая параллельного трассе расположения поселка оказались в 3,3 раза больше, чем для случая его перпендикулярного расположения.

Заметим также, что вероятность возникновения ущерба от быстротечного сгорания облака оказалась более чем в 2 раза ниже, чем вероятность достижения облаком соответствующих точек населенного пункта.

Потенциальными ИЗ облака при аварии на трубопроводе ШФЛУ являются не только объекты проживания и хозяйственной деятельности человека, но и автомобильные или железные дороги. При этом специфическому риску подвергаются прежде всего водители и пассажиры транспортных средств. Вопросы имущественного риска в данном случае не рассматриваются.

Согласно СНиП 2.05.02-85 все автомобильные дороги подразделяются на категории в соответствии с интенсивностью движения (таблица).

Для иллюстрации пересечения с дорогой трубопровода ШФЛУ приняты<sup>3</sup>: метеорологические условия Тюменской области, доленое соотношение утечек различного масштаба, кг/с: 600 в 5 % случаев; 300 в 15 %; 100 в 20 %; 50 в 25 %; 20 в 35 %. Установлено, что дороги III категории с точки зрения возникновения ущерба почти в 2 раза менее опасны, чем дороги I категории, а IV категории – почти в 2 раза менее опасны, чем дороги III категории. При параллельном расположении линейного ИЗ паров и линейного источника опасности (источника генерации паров ШФЛУ) их взаимовлияние определяется уже не только

<sup>2</sup> Алгоритм построения полей потенциального риска на картографической основе разработан А.А. Швыряевым (МГУ им. М.В. Ломоносова).

<sup>3</sup> При разрыве трубопровода «гильотинного» типа участок трубопровода вниз по потоку работает в режиме отбора жидкости с двух концов и сохраняет свою сплошность и расход в 300 кг/с лишь в течение 1,5...2,0 мин. Далее расход резко падает до 50...70 кг/с задолго до момента прекращения перекачки. Поэтому расход  $2 \cdot 300 = 600$  кг/с рассмотрен только для учета верхней границы возможного диапазона рисков. Кроме того, в данном случае рассмотрена функция относительного риска ( $R/\lambda$ ), что позволяет исключить из анализа высокую числовую неопределенность  $\lambda$ .

интенсивностью движения транспорта по дороге и вероятностью достижения облаком самой дороги, но и, что важно, шириной этого облака. В качестве иллюстрации при интенсивности аварийного истечения ШФЛУ из трубопровода  $G_v = 300$  кг/с на рис. 8 приведены показатели относительного риска ( $R/\lambda$ ) при параллельном трассе прохождении дорог различной категории. При этом в качестве базовой величины (верхняя кривая) дана вероятность достижения облаком полотна дороги  $P_{\text{дост}}$ .

Согласно рис. 8 для дорог I категории относительный риск составляет  $\sim 37...41$  %

от вероятности достижения облаком дороги, II категории – 30...35 %, III категории – 23...28 %, IV категории – 13...15 %. Для дорог IV категории зависимость относительного риска от интенсивности аварийных утечек ШФЛУ приведена на рис. 9. Аналогично рассмотрены остальные сценарии развития аварий.

Железные дороги также являются потенциальными ИЗ облака. Как показали расчеты, для характерной интенсивности движения  $\Phi$ , равной 20 составов в сутки, риск гибели людей на отрезке железнодорожного пути 1 км,

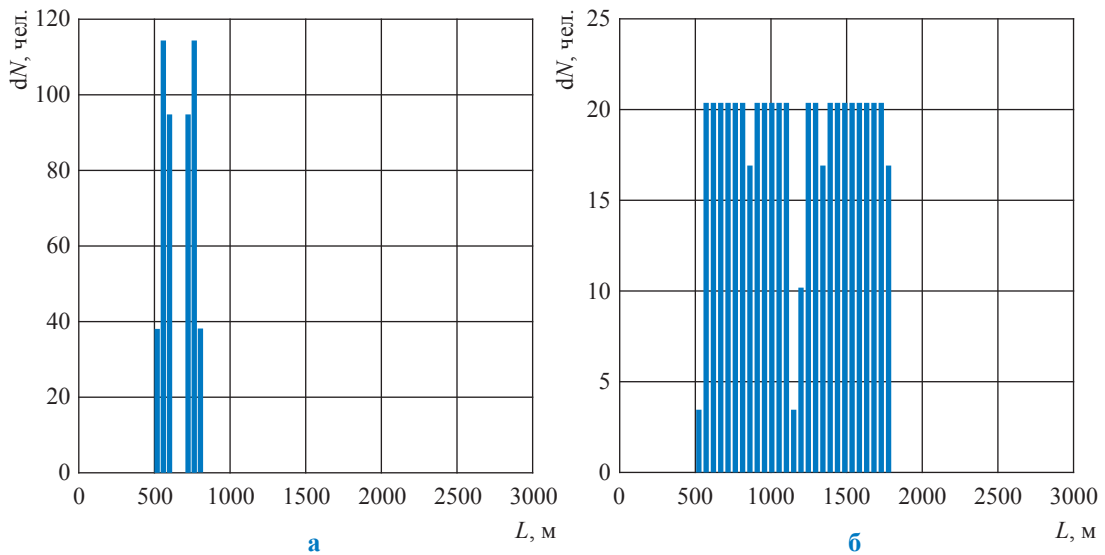


Рис. 6. Распределение плотности населения при удалении от трассы для вариантов расположения поселка параллельно (а) и перпендикулярно (б) трубопроводу (см. рис. 5)

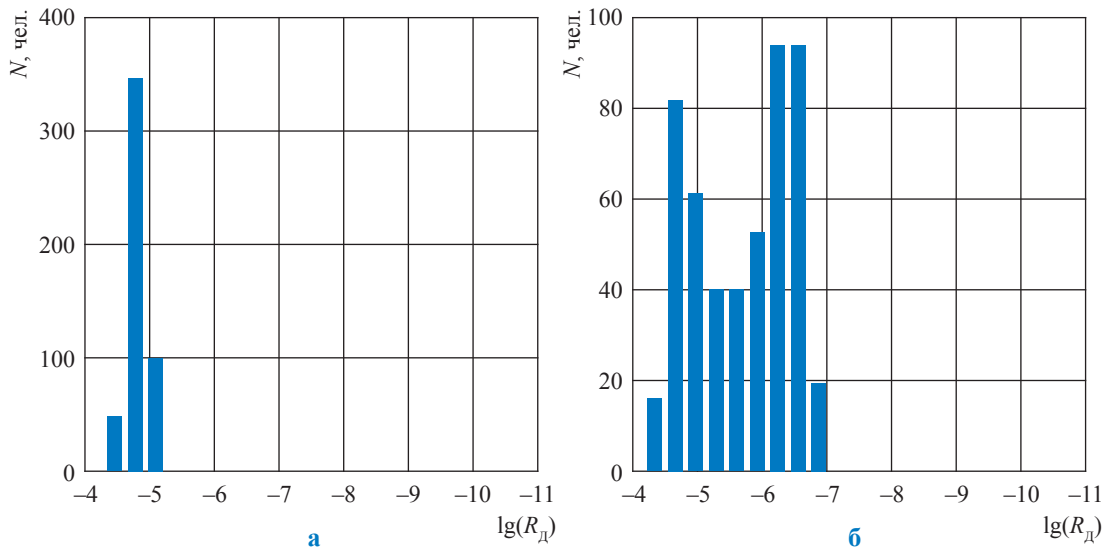
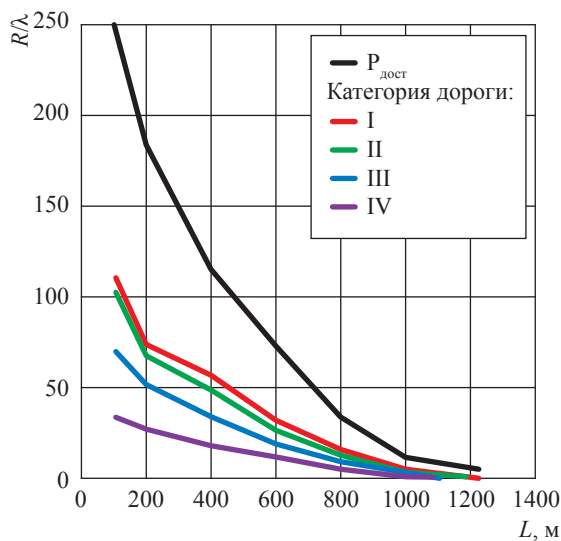
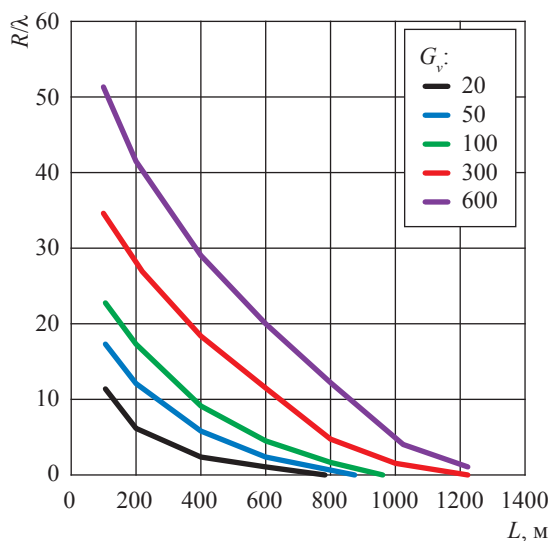


Рис. 7. Распределение населения по уровням риска для вариантов расположения поселка параллельно (а) и перпендикулярно (б) трубопроводу (см. рис. 5)

Категория дороги	I	II	III	IV	V
Интенсивность движения ( $\Phi$ ), автомобилей/сут	> 7000	3000...7000	1000...3000	100...1000	< 100



**Рис. 8. Зависимость относительного риска для автодорог различных категорий при их параллельном расположении относительно трассы трубопровода ШФЛУ ( $D_y = 400$  мм,  $p_{раб} \leq 6,4$  МПа,  $G_v = 300$  кг/с)**



**Рис. 9. Зависимость относительного риска для автодороги IV категории при ее параллельном расположении относительно трассы трубопровода ( $D_y = 400$  мм,  $p_{раб} \leq 6,4$  МПа) для различных интенсивностей утечек ШФЛУ**

удаленного на 100 м от трубопровода ШФЛУ с  $D_y = 400$  мм, составляет  $(3...5) \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup>.

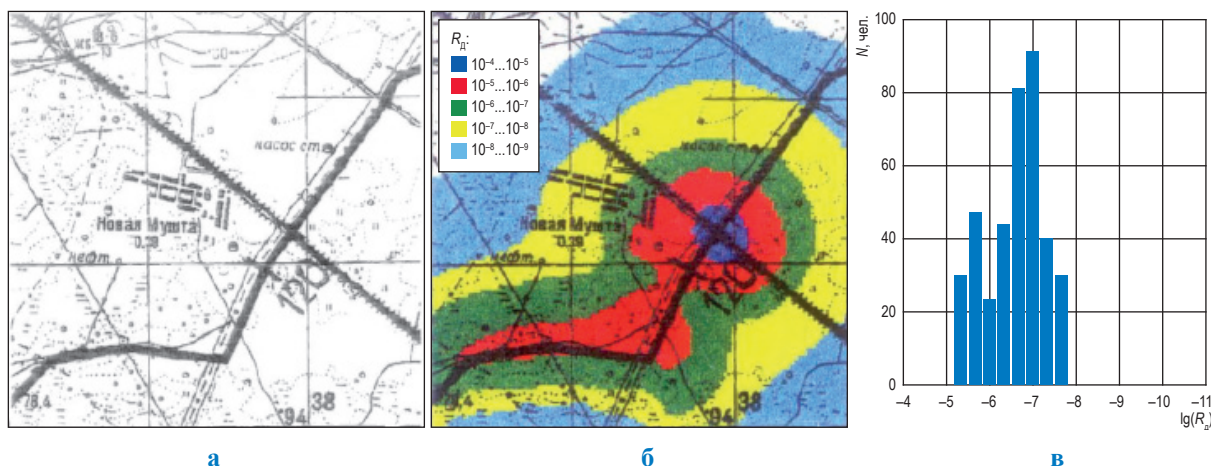
С учетом полученных результатов рассмотрено также влияние различных вариантов взаимного расположения трубопровода ШФЛУ, автомобильных дорог и населенных пунктов на показатели риска аварий на трубопроводе для людей. Для приведенных выше двух вариантов расположения населенного пункта численностью 500 чел. относительно трубопровода ШФЛУ в инфраструктуру введена дополнительно дорога IV категории, проходящая в различных вариантах: через населенный пункт перпендикулярно трассе трубопровода; перед населенным пунктом параллельно трубопроводу; после населенного пункта (через населенный пункт) параллельно трубопроводу.

Установлено, что наличие дороги, проходящей через населенный пункт, незначительно сказывается на уровне риска для населения. В то же время наличие дороги до населенного пункта несколько уменьшает риск за счет эффекта экранирования дорогой источников зажигания в самом поселке, а в случае

прохождения дороги за поселком по отношению к трассе уровень риска, наоборот, несколько увеличивается.

В качестве дополнительной иллюстрации общего алгоритма анализа на рис. 10 представлен характерный вариант расчета показателей риска аварий на участке прохождения трассы двухниточного трубопровода ШФЛУ (диаметр 426 мм,  $p_{раб} \leq 6,4$  МПа), включающего населенный пункт (400 чел., Татарстан), а также автомобильные и железные дороги (как потенциальные ИЗ парового облака). При этом учитывалось, что часть людей может находиться в поселке лишь в определенное время суток. В данном примере принято:  $\lambda = 0,6$  на тысячу километров в год; долевое распределение масштабов утечек аналогично примеру на рис. 5. Общая площадь карты  $5 \times 5$  км (см. рис. 10). Для рассмотренного населенного пункта индивидуальный риск гибели людей при возможных авариях на двухниточном трубопроводе ШФЛУ составил  $3,6 \cdot 10^{-7}$  год<sup>-1</sup>, что может быть признано удовлетворительным и не требует проведения каких-либо компенсационных мероприятий.





**Рис. 10. Этапы расчета показателей риска аварий на трубопроводе ШФЛУ:**  
**а – исходная легенда; б – общее поле потенциального риска;**  
**в – гистограмма распределения людей в населенном пункте по уровням риска**

Из полученных данных следует важный вывод о том, что реальные уровни риска для населения будут, при прочих равных условиях, существенно зависеть от ориентации относительно трассы и протяженности населенного пункта (при одинаковой плотности населения), а также от пространственного расположения

потенциальных источников зажигания. А это однозначно указывает на необходимость проведения расчетов и анализа риска только на реальной картографической основе для конкретных региональной инфраструктуры и метеорологических характеристик.

### Список литературы

1. Сафонов В.С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев. – М.: Минприроды РФ, 1996. – 208 с.
2. Сафонов В.С. Разработка научно-методических основ и практический анализ риска эксплуатации объектов газовой промышленности: дис. . . . д.т.н. / В.С. Сафонов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1997. – 798 с.
3. Сафонов В.С. Влияние технико-технологических и природно-климатических факторов на специфику развития аварий на трубопроводах, транспортирующих широкую фракцию легких углеводородов. Ч. I: Особенности протекания гидродинамических и тепломассообменных процессов при аварийных разрывах трубопроводов / В.С. Сафонов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 1 (42): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 53–69.
4. Сафонов В.С. Влияние технико-технологических и природно-климатических факторов на специфику развития аварий на трубопроводах, транспортирующих широкую фракцию легких углеводородов. Ч. II: Возможные последствия аварийных выбросов из трубопроводов и методы их снижения / В.С. Сафонов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 1 (42): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 70–83.
5. Сафонов В.С. О необходимости проведения анализа рисков при обосновании типа и конструктивных характеристик изотермических хранилищ для комплексов СПГ различного назначения / В.С. Сафонов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 154–170.

## Methodical approaches to calculating risk indexes for operation of pipelines pumping natural gas liquids

V.S. Safonov

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

**Abstract.** Scheduling and analysis of the risk areal distribution which incorporates both the engineering specifics of the dangerous industrial facilities and the regional infrastructural, topographic and meteorological peculiarities are among the most important stages of a general emergency risk analysis procedure. At the same time, on practice the objective bottlenecks of this problem make one use numerous and not always reasonable simplifications considerably slanting a real level of danger native to a tested industrial facility. Accordingly, in this article following on from his earlier suggestions, author examines a general approach to plotting of spatial risk distributions and calculation of individual risk indexes for the in-line sources of explosion and fire hazards. It is a typical case of a pipeline used for transportation of the thermodynamically volatile liquefied hydrocarbon gases where with the accidental unsealing the extended vapor clouds generate and constitute a menace of knocking combustion.

**Keywords:** LNG pipelines, calculation of emergency risk indexes, areal distribution of potential risks, effect of technical-engineering and natural-environmental factors.

### References

1. SAFONOV, V.S., G.E. ODISHARIYA, A.A. SHVYRYAYEV. *Theory and practice of risk analysis within the gas industry* [Teoriya i praktika analiza riska v gazovoy promyshlennosti]. Moscow: Minprirody of Russia, 1996. (Russ.).
2. SAFONOV, V.S. *Development of scientific and methodical principles and practical risk analysis for operation of gas industrial facilities* [Razrabotka nauchno-metodicheskikh osnov i prakticheskiy analiz riska ekspluatatsii obyektov gazovoy promyshlennosti]. Dr. Thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1997. (Russ.).
3. SAFONOV, V.S. Impact of engineering and environmental-climatic factors to specifics of failures at pipelines transporting natural gas liquids. Pt. I: Peculiar hydrodynamic and heat-mass-exchange processes in case of a pipeline breakdown [Vliyaniye tekhniko-tekhnologicheskikh i prirodno-klimaticheskikh faktorov na spetsifiku razvitiya avariyn na truboprovodakh, transportiruyushchikh shirokuyu fraktsiyu legkikh uglevodorodov. Ch. I: Osobennosti protekaniya gidrodinamicheskikh i teplomassoobmennyykh protsessov pri avariynnykh razryvakh truboprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, no. 1(42): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 53–69. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. SAFONOV, V.S. Impact of engineering and environmental-climatic factors to specifics of failures at the pipelines transporting natural gas liquids. Pt. II: Possible consequences of emergency discharge from pipelines. Ways to decrease probability and effects of an accident [Vliyaniye tekhniko-tekhnologicheskikh i prirodno-klimaticheskikh faktorov na spetsifiku razvitiya avariyn na truboprovodakh, transportiruyushchikh shirokuyu fraktsiyu legkikh uglevodorodov. Ch. II: Vozmozhnyye posledstviya avariynnykh vybrosov iz truboprovodov i metody ikh snizheniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, no. 1(42): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 70–83. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. SAFONOV, V.S. On necessity of risk analysis at substantiation of types and design characteristics of isothermal storages for liquefied natural gas complexes of different destinations [O neobkhodimosti provedeniya analiza riskov pri obosnovanii tipa i konstruktivnykh kharakteristik izometricheskikh khranilishch dlya kompleksov SPG razlichnogo naznacheniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 154–170. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 39.71

## Развитие системы обеспечения сохранности качества нефтепродуктов на трубопроводном транспорте

**Ф.В. Тимофеев**

ФГБУ «Научно-исследовательский институт проблем хранения Росрезерва»,  
Российская Федерация, 111033, г. Москва, Волочаевская ул., д. 40, к. 1  
E-mail: Timofeevfv@mail.ru

**Тезисы.** Материалы статьи представляют результаты проведенного автором анализа современного состояния и перспектив развития системы обеспечения сохранности качества нефтепродуктов на магистральном трубопроводном транспорте и служат обоснованием дальнейших направлений исследований в данной области.

Одна из основных задач, решаемых при транспортировке нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам (МНПП), – это обеспечение сохранности качества перекачиваемых товарных топлив. Особенности системы МНПП заключаются в значительных объемах транспортировки нефтепродуктов, протяженности маршрутов транспортировки, задействовании на маршруте нескольких резервуарных парков, в которых осуществляются прием, хранение и последующая откачка нефтепродуктов, последовательной перекачке нефтепродуктов разных марок методом прямого контактирования. Факторами изменения качества нефтепродуктов в процессе транспортировки могут служить как физико-химические процессы, протекающие в самих нефтепродуктах, так и особенности технологии транспортировки.

Обеспечение качества нефтепродуктов достигается за счет комплексного решения взаимосвязанных управленческих, методических и технологических задач. На повестке дня создание системы управляющих воздействий, которая позволит уменьшить или полностью устранить влияние факторов ухудшения качества нефтепродуктов. Внедрение процессов мониторинга значительно снизит риски выхода нефтепродуктов за пределы кондиции и повысит экономическую эффективность их транспортировки. К наиболее востребованным в ближайшей перспективе направлениям можно отнести: разработку эффективных методов сокращения потерь нефтепродуктов от испарения, снижение уровня окислительных процессов, сокращение объемов образования смесей при последовательной перекачке, оптимизацию грузопотоков.

### История и современное состояние вопроса

В нашей стране первые требования к обеспечению сохранности определенного уровня качества перекачиваемых по магистральным нефтепродуктопроводам (МНПП) углеводородов стали предъявляться с вводом в 1932 г. керосинопровода Грозный – Трудовая, имевшего протяженность около 850 км и несколько промежуточных насосных станций, в том числе в Ростове-на-Дону и Армавире [1]. Перекачиваемый от Грозненского нефтеперерабатывающего завода тракторный керосин должен был в пункте назначения соответствовать требованиям, предъявляемым к уровню детонационной стойкости, плотности, содержанию серы и температуре выкипания 98 % фракций, а также не содержать воды, механических примесей, водорастворимых кислот и щелочей. В 1946 г. на этом же трубопроводе с последовательной транспортировки бензина и дизельного топлива началась история последовательной перекачки нефтепродуктов различных марок по одному трубопроводу методом прямого контактирования [2]. Дальнейшая практика последовательной перекачки распространилась и на другие марки топлив. При этом в целях снижения влияния процесса смесеобразования на качество последовательно перекачиваемых нефтепродуктов в зоне их контакта рекомендовалось иметь для каждого из видов перекачиваемых топлив определенный запас качества. Качественными показателями уровня сохранности товарных свойств нефтепродуктов после перекачки и раскладки смесей считались плотность и температурные характеристики фракционного состава топлив, детонационная стойкость автомобильных бензинов и температура вспышки дизельных топлив.

**Ключевые слова:** трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, последовательная перекачка, сохранность качества нефтепродуктов, мониторинг качества, сокращение потерь, управляющие воздействия.

По состоянию на январь 2019 г. к МНПП, протяженность которых составляет более 16,9 тыс. км, подключены 18 российских и два белорусских нефтеперерабатывающих завода (НПЗ). Деятельность МНПП обеспечивают 11 дочерних обществ ПАО «Транснефть», около 100 нефтепродуктоперекачивающих станций и 80 резервуарных парков, шесть железнодорожных эстакад, девять пунктов налива нефтепродуктов в автотранспорт. Перевалка нефтепродуктов в морские танкеры осуществляется в двух специализированных морских портах в Приморске и Новороссийске. Анализ качества нефтепродуктов осуществляется в 38 испытательных лабораториях ПАО «Транснефть», в которых в зависимости от функциональных задач организовано определение 17 показателей качества автомобильных бензинов, 13 показателей качества дизельных топлив и 23 показателя качества авиационных керосинов.

Характерными чертами современного состояния системы транспортировки нефтепродуктов трубопроводным транспортом являются:

- значительные объемы транспортируемых нефтепродуктов (в 2017 г. перекачаны 33,1 млн т, что составило 26 % производства светлых нефтепродуктов на отечественных НПЗ) [3];
- большая протяженность маршрутов транспортировки, которая может достигать 3,5 тыс. км;
- задействование на маршруте нескольких резервуарных парков, в которых осуществляются прием, хранение и последующая откачка нефтепродуктов;
- смешение нефтепродуктов одной марки, но выработанных разными заводами-производителями;
- последовательная перекачка нефтепродуктов разных марок методом прямого контактирования.

Условиями договоров на транспортировку является сдача нефтепродуктов в конечных пунктах маршрутов с уровнем качества, соответствующим требованиям нормативных документов к данной марке продукта или договоров на транспортировку.

С учетом того, что в систему магистрального трубопроводного транспорта принимают товарные нефтепродукты, в полном объеме отвечающие предъявляемым требованиям, задача сохранности качества нефтепродуктов на всем

цикле транспортировки возлагается на подразделения трубопроводного транспорта, осуществляющие их перекачку.

### **Теоретические предпосылки решения проблемы обеспечения сохранности качества нефтепродуктов**

Изменение качества нефтепродуктов в процессе транспортировки является следствием воздействия различных факторов, а именно физико-химических процессов, протекающих в самих нефтепродуктах, и особенностей технологии транспортировки. К таким факторам можно отнести испарение легких фракций нефтепродуктов в результате больших и малых дыханий резервуаров, загрязнение механическими примесями при производстве регламентных и ремонтных работ, обводнение за счет конденсации воды из газового пространства резервуаров и при проведении гидравлических испытаний участков МНПП, окислительные процессы, протекающие непосредственно в нефтепродуктах в результате их взаимодействия с внешней средой и материалами конструкции трубопроводов, и т.д.

В целях обеспечения сохранности качества транспортируемых нефтепродуктов в системе ПАО «Транснефть» решается комплекс задач, которые можно условно разделить на три типа: 1) управленческие (У); 2) методические (М); 3) технологические (Т).

К управленческим относятся задачи, решаемые товарно-транспортными и диспетчерскими подразделениями транспортной компании и в том числе включающие:

- обработку заявок контрагентов на транспортировку нефтепродуктов;
- формирование плана перекачек;
- оптимизацию грузопотоков;
- диспетчеризацию транспортировки нефтепродуктов;
- разработку программ развития трубопроводного транспорта нефтепродуктов и совершенствования системы обеспечения сохранности их качества.

К методическим относятся задачи, решаемые ПАО «Транснефть» за счет собственного научно-технического потенциала, реализуемого в специализированных подразделениях компании, таких как ООО «НИИ Транснефть», АО «Гипротрубопровод», АО «Транснефть – Метрология», ООО «Транснефть – Синтез», АО «Транснефть – Диаскан», с привлечением

ведущих отечественных научных центров и кластеров, в том числе:

- реализация государственной и межгосударственной политики в области обеспечения качества нефтепродуктов, находящихся в обороте на территории РФ и стран Таможенного союза ЕАЭС;
- разработка и внедрение в практику транспортировки нефтепродуктов нормативных документов государственного, межведомственного и отраслевого уровня;
- изучение зарубежного и отечественного опыта в области обеспечения сохранности качества нефтепродуктов и его адаптация к практической деятельности предприятий трубопроводного транспорта.

К технологическим относятся задачи, решаемые производственными подразделениями компании в целях обеспечения работоспособности системы транспорта и сохранности качества нефтепродуктов, в том числе:

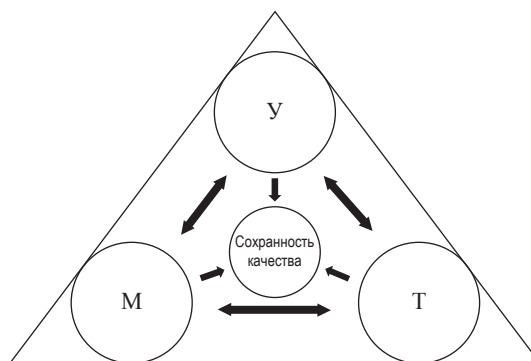
- развитие инфраструктуры объектов трубопроводного транспорта;
- проведение диагностических, ремонтных и регламентных работ;
- обеспечение приема, хранения, перекачки, перевалки на другие виды транспорта и сдачи нефтепродуктов грузополучателям;
- организация контроля качества нефтепродуктов.

Анализ данных задач позволяет установить их тесную взаимосвязь, которая может

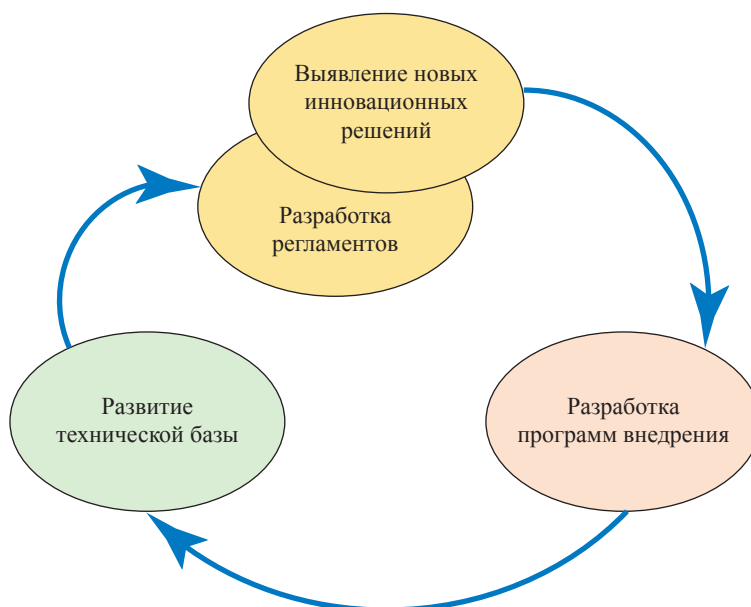
быть выражена в виде трехзвенной системы (рис. 1), когда изменение каждого из элементов ведет к отклику в соседних звеньях системы.

В качестве примера можно рассмотреть следующие взаимосвязи:

- выявление в результате анализа зарубежного и отечественного опыта новых инновационных решений (задачи типа М) ведет к разработке соответствующих программ развития системы трубопроводного транспорта (задачи типа У), реализация которых выражается в развитии технической базы системы (задачи типа Т), что, в свою очередь, ведет к разработке новых или корректировке действующих регламентов (задачи типа М) (рис. 2);



**Рис. 1. Схема взаимосвязей задач, решаемых в целях обеспечения сохранности качества нефтепродуктов на трубопроводном транспорте**



**Рис. 2. Пример взаимосвязи М-У-Т-М**

- оптимизировать грузопотоки нефтепродуктов (задачи У-типа) можно за счет строительства новых объектов магистрального трубопроводного транспорта (задачи Т-типа), что требует разработки новых нормативных документов, учитывающих особенности нового маршрута транспортировки (задачи М-типа), и в конечном итоге пересмотра планов транспортировки с учетом введения новых маршрутов (задачи У-типа) (рис. 3).

Необходимость обеспечения в конечных пунктах маршрутов соответствия транспортируемых по магистральным трубопроводам топлив жестким требованиям Технического регламента Таможенного союза № 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» и стандартов предполагает функционирование такой системы обеспечения сохранности качества перекачиваемых нефтепродуктов, которая позволяет своевременно определять изменение значений контролируемых показателей и при необходимости применять соответствующие управляющие воздействия, обеспечивающие сохранность товарных свойств перекачиваемых нефтепродуктов и предотвращение их выхода за пределы кондиции.

### Постановка задачи для дальнейших исследований

Дальнейшее развитие системы обеспечения сохранности качества нефтепродуктов на трубопроводном транспорте предполагает решение комплекса задач, в том числе:

а) методических, включающих:

- анализ условий транспортировки и выявление основных факторов изменения качества нефтепродуктов;
- исследование влияния элементного и углеводородного состава, физико-химических свойств, присадок различного действия на ухудшение эксплуатационных свойств топлив;
- определение показателей качества, по изменению которых возможно оперативно оценивать уровень физико-химических и эксплуатационных свойств перекачиваемых нефтепродуктов;
- анализ и разработку предложений по адаптации (с учетом специфики трубопроводного транспорта жидких углеводородов) передовых зарубежных и отечественных технологий контроля качественных характеристик продукции, последовательной транспортировки нефтепродуктов, снижения интенсивности окислительно-коррозионных процессов и испаряемости;
- обучение и повышение квалификации персонала, участвующего в обеспечении



Рис. 3. Пример взаимосвязи У–Т–М–У

сохранности качества нефтепродуктов в соответствии с должностными обязанностями;

- аккредитацию испытательных лабораторий, осуществляющих контроль качества нефтепродуктов;

- разработку нормативных документов отраслевого, федерального и межгосударственного уровней в области обеспечения сохранности качества нефтепродуктов;

б) технологических, включающих:

- разработку и внедрение методов и средств контроля и экспресс-контроля качества нефтепродуктов при транспортировке по МНПП, в том числе в потоке перекачиваемой жидкости;

- разработку и внедрение методов и средств сокращения потерь от испарения, снижения смесеобразования при последовательной перекачке;

- применение средств фильтрации и сепарации в целях исключения загрязненности и обводненности нефтепродуктов;

- оснащение испытательных лабораторий анализа качества нефтепродуктов высокотехнологичным испытательным оборудованием;

- реконструкцию объектов МНПП с учетом современных требований и возможностей внедрения перспективных технологий;

в) управленческих, включающих:

- разработку перспективных планов развития трубопроводного транспорта нефтепродуктов, в том числе направленных на обеспечение сохранности качества перекачиваемых нефтепродуктов;

- оптимизацию маршрутов транспортировки нефтепродуктов с учетом диверсификации направлений транспортировки и возможностей трубопроводной системы, изменения качественных характеристик перекачиваемых нефтепродуктов, возможностей последовательной транспортировки нефтепродуктов различных марок;

- мониторинг качества нефтепродуктов в системе трубопроводного транспорта и принятие в режиме реального времени решений о применении управляющих воздействий для обеспечения сохранности качества нефтепродуктов.

В настоящее время в ПАО «Транснефть» большое внимание уделяется объективности и оперативности анализа качественных

характеристик нефтепродуктов на протяжении всего цикла транспортировки. Испытательные лаборатории, осуществляющие анализ качества нефтепродуктов, оснащены современным испытательным оборудованием и имеют высококвалифицированный персонал. Оперативный контроль качества нефтепродуктов при проведении ремонтных и регламентных работ на линейной части МНПП и при сдаче нефтепродуктов на нефтебазы, не имеющие собственных аналитических лабораторий, обеспечивается за счет мобильных лабораторий. Разрабатывается вертикально интегрированная Единая лабораторная информационная система (ЕЛИС), предполагающая возможность анализа данных о качестве нефтепродуктов на всех этапах их движения по системе МНПП [4]. В рамках выполнения опытно-конструкторских работ планируются разработка и внедрение отечественных поточных анализаторов качества нефтепродуктов, которые должны обеспечить контроль стабильности качества перекачки монопродуктов и своевременное определение границ зоны смеси последовательно перекачиваемых нефтепродуктов, что позволит значительно облегчить раскладку образующейся при транспортировке таким способом смеси нефтепродуктов различных марок.

Существующая система и в настоящее время успешно справляется с задачей транспортировки нефтепродуктов и обеспечения требуемого уровня их качества при сдаче грузополучателям, при этом ее дальнейшее развитие и модернизация позволят значительно снизить риски выхода нефтепродуктов за пределы кондиции и повысить экономическую эффективность их транспортировки.

К наиболее востребованным в ближайшей перспективе направлениям исследований можно отнести: разработку эффективных методов сокращения потерь нефтепродуктов от испарения, снижение уровня окислительных процессов, сокращение объемов образования смесей при последовательной перекачке, оптимизацию грузопотоков.

Обеспечение сохранности качества нефтепродуктов при транспортировке по МНПП в конечном итоге обеспечит надежную и эффективную эксплуатацию техники, работающей на этом топливе.

## Список литературы

1. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 544 с.
2. Борисов В.В. Диспетчерское управление магистральными трубопроводами / В.В. Борисов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 120 с.
3. Транснефть. Эволюция: отчет об устойчивом развитии. – М.: Транснефть, 2017. – [https://www.transneft.ru/u/section\\_file/35361/otchet\\_interaktivnaya\\_razvorot.pdf](https://www.transneft.ru/u/section_file/35361/otchet_interaktivnaya_razvorot.pdf)
4. Хотничук С.Б. Совершенствование системы обеспечения качества нефтепродуктов при транспортировке трубопроводным транспортом / С.Б. Хотничук и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 5. – С. 88–96.

---

## Development of a quality saving system for oil products subject to pipeline transportation

F.V. Timofeyev

Rosrezerv Research Institute for Storage Problems, Bld. 1, Est. 40, Volochayevskaya street, Moscow, 111033, Russian Federation  
E-mail: Timofeevfv@mail.ru

**Abstract.** The article highlights contemporary state and prospects for preserving quality of oil products transported by means of the trunk pipelines. Basing on the results of this analysis the author substantiates further research trends in this scope of study.

When oil products are transported through the pipelines, it is quite important to provide safe quality of future fuels. A system of oil-product pipelines is notable for considerable amounts of pumped liquids, presence of several receiving terminals along the route for acceptance, storage and following export of products, sequential pumping of different product brands using a direct contact method. There are few factors of the fuel quality degradation in course of transportation, namely these are the physical-chemical processes proceeding in the oil products, and the special features of transfer technologies.

Quality support is usually achieved due to complex solution of the interrelated managerial, methodical, and engineering tasks. Today, it's quite topical to create a control system which will reduce or remove effect of product quality degradation. Implementation of monitoring processes will considerably decrease risks of non-compliance with quality standards, and improve economic efficiency of oil transportation. There are few promising scientific leads in the nearest future, namely: creation of the efficient methods for reduction of oil losses caused by evaporation; decreasing activity of the oxidative processes; reduction of mixing in course of the sequential pumping; optimization of traffic flows.

**Keywords:** pipeline transportation of oil, sequential pumping, safe quality of oil products, monitoring of quality, loss reduction, control activity.

### References

1. KORSHAK, A.A., A.M. SHAMMAZOV. *Principals of petroleum engineering* [Osnovy neftegazovogo dela]: textbook for higher school. Ufa: DizaynPoligrafServis, 2002. (Russ.).
2. BORISOV, V.V. *Dispatch control of trunk pipelines* [Dispetcherskoye upravleniye magistralnymi truboprovodami]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960. (Russ.).
3. *Transneft. Evolution: report on stable development* [Transneft. Evolutsiya: otchet ob ustoychivom razvitiy] [online]. Moscow: Transneft, 2017. Available from: [https://www.transneft.ru/u/section\\_file/35361/otchet\\_interaktivnaya\\_razvorot.pdf](https://www.transneft.ru/u/section_file/35361/otchet_interaktivnaya_razvorot.pdf) (Russ.).
4. KHOTNICHUK, S.B., et al. Improvement of the quality assurance system for oil products to be transported by pipelines [Sovershenstvovaniye sistemy obespecheniya kachestva nefteproductov pri transportirovke truboprovodnym transportom]. *Nauka i Tekhnologii Truboprovodnogo Transporta Nefti i Nefteproduktov*, 2017, vol. 7, no. 5, pp. 88–96. ISSN 2221-2701. (Russ.).



УДК 539.4

## Методы расчета толщин стенок и проверки прочности соединительных деталей сложной конструкции для магистральных газопроводов

В.П. Черний<sup>1\*</sup>, О.В. Трифонов<sup>1</sup>, К.А. Войдер<sup>1</sup>, М.А. Овсянникова<sup>1</sup>, А.В. Рассохина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: V\_Cherniy@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В работе рассмотрена задача определения толщин стенок и проверки прочности соединительных деталей трубопроводов сложной конструкции типа отвода-перехода, тройника косоугольного, тройника сварного из отводов гнутых. Разработаны методики и алгоритмы аналитического определения толщин стенок соединительных деталей. Аналитические методы расчета соединительных деталей верифицированы на основе численного анализа напряженно-деформированного состояния соединительных деталей сложной конструкции методом конечных элементов для различных сочетаний геометрических параметров деталей и условий нагружения.

**Ключевые слова:** магистральный газопровод, соединительная деталь, метод расчета, толщина стенки, прочность, напряжение.

В статье рассмотрены методики прочностного расчета соединительных деталей трубопроводов сложной конструкции:

- отвода-перехода;
- тройника косоугольного сварного (ТКС);
- тройника сварного из отводов гнутых.

Методикам прочностных расчетов различных видов соединительных деталей как сложных конструкций, так и обычного вида посвящено мало научных публикаций. Так получилось, что подобные методики были реализованы непосредственно в нормативных документах без предварительного детального анализа в технической периодике.

Наиболее известным источником информации является сборник трудов [1] специалистов компании M.W. Kellogg Ltd. (США), в котором в достаточно проработанном виде изложен принцип баланса площадей нагружения внутренним давлением и площадей восприятия нагрузок стенками детали. Баланс рассматривается применительно к половине детали, рассеченной продольной плоскостью симметрии.

Другой принцип расчета соединительных деталей трубопроводов – так называемый метод замены площадей – использован в стандартах<sup>1</sup> Американского общества инженеров-механиков (ASME) и рекомендациях<sup>2</sup> к одному из них, а именно к стандарту ASME B31.3. Суть этого метода в том, что для тройниковых соединений площадь «потерянного» металла стенки магистрали тройника при образовании в ней отверстия компенсируется дополнительной площадью сечения стенок магистрали и патрубка тройника при применении более толстых по сравнению с прямой трубой стенок.

Если рассматривать торообразные оболочки, то при анализе напряжений и деформаций в отводе-переходе используется подход [2, 3], основанный на формуле<sup>3</sup> Лапласа – уравнении равновесия согласно безмоментной теории тонких оболочек вращения под действием внутреннего давления:

$$\frac{N_1}{\rho_1} + \frac{N_2}{\rho_2} = p, \quad (1)$$

где  $N_1, N_2$  – погонные усилия в элементе оболочки в направлении главных координат;  $\rho_1, \rho_2$  – радиусы кривизны координатных линий;  $p$  – внутреннее давление.

<sup>1</sup> См. ASME B31.1. Power piping; ASME B31.3. Process piping.

<sup>2</sup> REF-3 ASME B31.3. Process piping guide.

<sup>3</sup> См. Справочник проектировщика промышленных, жилых и общественных зданий и сооружений. Расчетно-теоретический. Кн. 2. – 2-е изд. – М.: Стройиздат, 1973.

Ниже в статье методики и алгоритмы будут рассмотрены применительно к расчету соединительных деталей для магистральных газопроводов, проектируемых согласно требованиям СП 36.13330.2102<sup>4</sup>.

### Исходные данные, необходимые для прочностного расчета соединительных деталей сложной конструкции

Согласно СП 36.13330.2012<sup>4</sup> для расчета толщин стенок соединительных деталей необходима следующая исходная информация:  $D$  – наибольший диаметр наружных деталей, мм;  $d$  – диаметр патрубка для ТКС, мм;  $p$  – рабочее давление, МПа;  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла детали по временному сопротивлению, МПа;  $R_2^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла детали по пределу текучести, МПа;  $m$  – коэффициент условий работы трубопровода;  $k_1$  – коэффициент надежности по материалу при расчете по временному сопротивлению;  $k_2$  – коэффициент надежности по материалу при расчете по пределу текучести;  $k_H$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода;  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению).

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию)  $[R]$  подлежат определению согласно СП 36.13330.2012<sup>4</sup>:

$$[R] = \min\{R_1; R_2^*\}; \quad (2)$$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_H} R_1^H; \quad (3)$$

$$R_2^* = \frac{m}{0,9 k_H} R_2^H. \quad (4)$$

Толщины стенок соединительных деталей сравниваются с расчетными толщинами стенок прямых труб, примыкающих к условным тройникам. Так, толщина стенки прямой трубы, примыкающей к магистрали тройника, определяется по формуле

$$t_h = \frac{npD}{2([R] + np)}; \quad (5)$$

примыкающей к ответвлению (патрубку) тройника – по формуле

$$t_b = \frac{npd}{2([R] + np)}. \quad (6)$$

Далее в статье все иллюстрации приведены для деталей класса прочности К48 с нормативными пределами прочности и текучести соответственно 470 и 290 МПа. Применительно к деталям данного класса прочности расчетное сопротивление материала зависит только от нормативного предела текучести, поэтому значения коэффициента надежности по материалу при расчете по временному сопротивлению  $k_1$  не влияли на результаты определения толщины стенки детали. Все графики построены для значения  $k_1 = 1,34$ .

Все рассматриваемые в данной работе соединительные детали рассчитаны применительно к участкам категории В (высокая) согласно стандарту для труб и деталей<sup>5</sup>.

### Методики и алгоритмы аналитического определения толщин стенок соединительных деталей сложной конструкции

#### Отвод-переход

Схема отвода-перехода показана на рис. 1. Буквенные обозначения величин в данном разделе:  $D$  и  $d$  – соответственно больший и меньший наружные диаметры отвода-перехода, мм;  $T$  – толщина стенки отвода-перехода, мм;  $\alpha$  – угловая координата поперечного сечения отвода-перехода, град.;  $d_\alpha$  – наружный диаметр сечения с угловой координатой  $\alpha$ , мм;  $\sigma_\alpha$  – кольцевое напряжение от действия внутреннего давления в сечении с угловой координатой  $\alpha$ , МПа;  $\sigma_{\text{кц},\alpha}$  – кольцевое напряжение в условной прямой трубе с наружным диаметром  $d_\alpha$  при действии в ней внутреннего давления такого же значения, как в отводе-переходе;  $r_\alpha$  – радиус средней линии в сечении с угловой координатой  $\alpha$ , мм;  $\beta$  – угловая координата в поперечном сечении отвода-перехода, град.;  $\eta_\alpha$  – коэффициент несущей способности отвода-перехода в сечении с угловой координатой  $\alpha$ , численно равный отношению толщины стенки перехода, определенного для наружного диаметра сечения перехода с угловой координатой  $\alpha$ , к толщине стенки прямой трубы с таким же наружным диаметром, выполненной из того же материала и рассчитанной на то же рабочее давление;  $\sigma_{\alpha,\text{max}}$  – максимальное напряжение в сечении с угловой координатой  $\alpha$  при действии

<sup>4</sup> СП 36.13330.2102. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы.

<sup>5</sup> См. СТО Газпром 2-4.1-713-2013. Технические требования к трубам и соединительным деталям.

внутреннего давления, МПа;  $( )_{45}$  – величины, относящиеся к поперечному сечению отвода-перехода с угловой координатой  $\alpha = 45^\circ$ ;  $[R]$  – расчетное сопротивление материала отвода-перехода, МПа;  $t_{45}$  – толщина стенки при расчете по СП 36.13330.2012 в условной прямой трубе с наружным диаметром сечения, как в отводе-переходе с угловой координатой  $\alpha = 45^\circ$ , изготовленном из того же материала и рассчитанном на то же рабочее давление, мм;  $a, b, c$  – соответственно коэффициенты и свободный член квадратного уравнения;  $n$  – коэффициент надежности по внутреннему давлению;  $\eta$  – фактический коэффициент несущей способности отвода-перехода, численно равный отношению принимаемой для проектирования толщины  $T$  к толщине  $t_{45}$ .

Переход с центральным углом  $90^\circ$  позволяет соединить две прямые трубы с наружными диаметрами сечений  $D$  и  $d$ . Возможные номинальные диаметры отвода-перехода

и их сочетания представлены в таблице. Отвод имеет постоянный радиус кривизны оси  $\rho$ , равный  $1,5D$ , и постоянную толщину стенки  $T$ .

Все поперечные сечения отвода-перехода имеют круговую форму. Наружные диаметры сечений находятся в линейной зависимости от угла  $\alpha$  (см. рис. 1) и определяются по формуле

$$d_\alpha = D - \frac{\alpha}{90}(D - d). \tag{7}$$

Согласно методике расчета криволинейных труб (отводов) постоянного поперечного сечения на действие внутреннего давления [3], кольцевое напряжение по контуру сечения отвода-перехода с угловой координатой  $\alpha$  (см. рис. 1) изменяется в соответствии с зависимостью

$$\sigma_\alpha = \sigma_{\text{кн},\alpha} \frac{2 + \frac{r_\alpha}{\rho} \sin \beta}{2 \left( 1 + \frac{r_\alpha}{\rho} \sin \beta \right)}; \sigma_{\text{кн},\alpha} = \frac{np(d_\alpha - T)}{2T}; \tag{8}$$

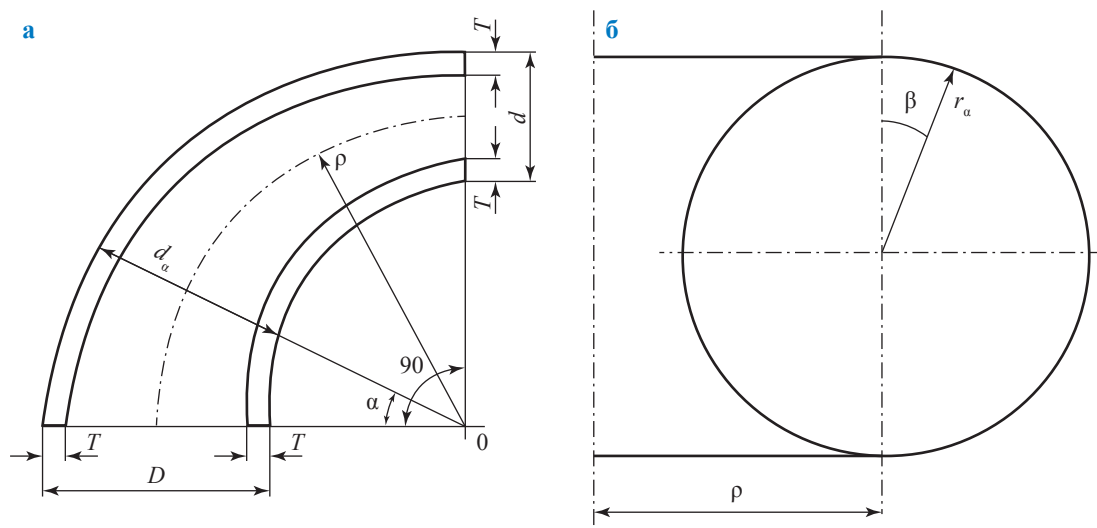


Рис. 1. Отвод-переход: а – сечение продольной плоскостью симметрии; б – средняя линия сечения с угловой координатой  $\alpha$

Сочетания диаметров отвода-перехода, мм

D	d									
	50	65	80	100	125	150	200	250	300	350
65	×	–	–	–	–	–	–	–	–	–
80	×	×	–	–	–	–	–	–	–	–
100	×	×	×	–	–	–	–	–	–	–
125	×	×	×	×	–	–	–	–	–	–
150	×	×	×	×	×	–	–	–	–	–
200	–	–	×	×	×	×	–	–	–	–
250	–	–	–	×	×	×	×	–	–	–
300	–	–	–	–	–	×	×	×	–	–
350	–	–	–	–	–	–	×	×	×	–
400	–	–	–	–	–	–	×	×	×	×

$$r_{\alpha} = \frac{1}{2}(d_{\alpha} - T). \quad (9)$$

Максимального значения кольцевое напряжение  $\sigma_{\alpha}$  достигает на внутренней (вогнутой) стороне сечения отвода-перехода при  $\beta = 270^{\circ}$  (см. формулу (8)). При оценке прочности по данной координате в сечении с угловой координатой  $\alpha$  коэффициент несущей способности отвода-перехода (по сравнению с прямой трубой) составляет

$$\eta_{\alpha} = \frac{\rho - 0,5r_{\alpha}}{\rho - r_{\alpha}}. \quad (10)$$

Тогда максимальное напряжение в сечении с угловой координатой  $\alpha$  равно

$$\sigma_{\alpha, \max} = \eta_{\alpha} \sigma_{\text{кл.}\alpha}. \quad (11)$$

Далее толщину стенки отвода-перехода определяем по напряженно-деформированному состоянию (НДС) в сечении с центральным углом  $\alpha = 45^{\circ}$ . Получим следующие вспомогательные зависимости:

$$d_{45} = \frac{1}{2}(D + d); \quad (12)$$

$$r_{45} = \frac{1}{2}(d_{45} - T); \quad (13)$$

$$\eta_{45} = \frac{\rho - 0,5r_{45}}{\rho - r_{45}}; \quad (14)$$

$$\sigma_{45, \max} = \eta_{45} \sigma_{\text{кл.}45}. \quad (15)$$

Требуемую толщину стенки отвода-перехода определяем, приравнявая напряжение (см. формулу (15)) расчетному сопротивлению  $[R]$ :

$$\eta_{45} \sigma_{\text{кл.}45} = [R]. \quad (16)$$

При этом множители в левой части формулы (16) записываем с учетом выражений (8), (14).

После преобразований равенство (16) приводится к квадратному уравнению относительно искомой толщины стенки отвода-перехода:

$$aT_{45}^2 + bT_{45} + c = 0, \quad (17)$$

решение которого находится по формуле

$$T_{45} = \left( \frac{1}{2a} \right) (-b + \sqrt{b^2 - 4ac}). \quad (18)$$

Кроме того, считаем, что принимаемая для проектирования толщина стенки перехода-отвода должна быть не менее толщины  $t_h$  прямой трубы, присоединяемой к большему диаметру детали ( $T = \max\{T_{45}; t_h\}$ ). При этом значение  $T$  округляется в большую сторону с точностью до 0,1 мм.

Фактический коэффициент несущей способности отвода-перехода  $\eta$  показывает, во сколько раз стенка этой детали толще стенки сопоставимой прямой трубы. Численно коэффициент равен отношению принимаемой для проектирования толщины стенки  $T$  к толщине  $t_{45}$ :

$$\eta = \frac{T}{t_{45}}. \quad (19)$$

В решении уравнения (18) коэффициенты определяются по следующим формулам:

$$a = \frac{[R]}{np} + 0,5; \quad (20)$$

$$b = 2(\rho - 0,5d_{45}) \frac{[R]}{np} + (2\rho - 0,75d_{45}); \quad (21)$$

$$c = -d_{45}(\rho - 0,25d_{45}). \quad (22)$$

В формуле (19) толщина стенки определяется по формуле

$$t_{45} = \frac{npd_{45}}{2([R] + np)}. \quad (23)$$

Формулы для определения расчетных сопротивлений материала отвода-перехода приведены в предыдущем разделе.

### Тройник косой сварной

Схема ТКС показана на рис. 2. Буквенные обозначения величин:  $D$  и  $d$  – наружные диаметры соответственно магистрали и патрубка тройника, мм;  $T_h$  и  $T_b$  – расчетные толщины стенок соответственно магистрали и патрубка тройника, мм;  $\alpha$  – угол между осями патрубка и магистрали тройника, град.;  $d_i$  – диаметр внутренней патрубка, мм;  $d_1$  – диаметр внутренней максимальной (продольной) проекции сечения патрубка на горизонтальную поверхность, мм;  $d_2$  – полудлина зоны восприятия нагрузки магистралью тройника, мм;  $L$  – высота зоны восприятия нагрузки патрубком (зоны усиления патрубка), мм;  $A$  – площадь «потерянного» металла в стенке магистрали тройника, мм<sup>2</sup>;

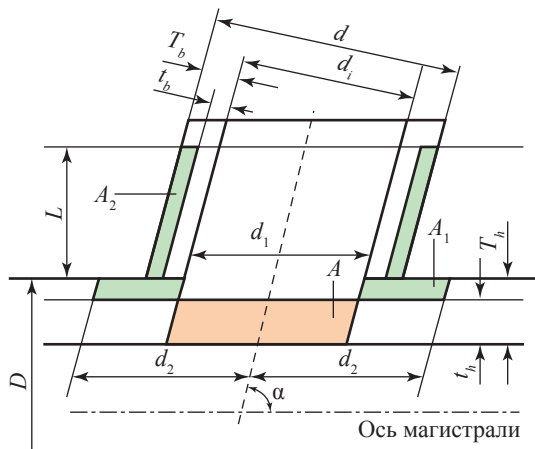


Рис. 2. ТКС (фрагмент сечения продольной плоскостью симметрии)

$A_1$  – расчетная площадь зоны усиления тройника в магистрали, мм<sup>2</sup>;  $A_{21}$  – расчетная площадь зоны усиления тройника в патрубке, мм<sup>2</sup>;  $t_h$  – расчетная толщина стенки условной трубы, наружный диаметр и материал которой совпадают с соответствующими параметрами магистрали тройника, при заданном рабочем давлении, мм;  $\eta$  – коэффициент несущей способности тройника;  $\xi$  – коэффициент, определяющий расчетную толщину стенки патрубков в зависимости от расчетной толщины стенки магистрали;  $a, b, c$  – коэффициенты и свободный член квадратного уравнения.

Особенность данной конструкции тройника сварного состоит в том, что ось патрубка тройника наклонена к оси магистрали под углом  $\alpha$ . В методике учитывается, что угол  $\alpha \leq 90^\circ$ .

$$d_i = (d - 2T_b); \quad (24)$$

$$d_1 = \frac{d_i}{\sin \alpha} = \frac{d - 2T_b}{\sin \alpha}; \quad (25)$$

$$d_2 = d_1; \quad (26)$$

$$L = 2,5T_b; \quad (27)$$

$$T_h = \eta t_h; \quad (28)$$

$$T_b = \xi T_h = \xi \eta t_h; \quad (29)$$

$$\xi = 0,45 + 0,55 \frac{d}{D}. \quad (30)$$

Коэффициент  $\eta$  определяется из следующего условия (для варианта равенства левой и правой частей):

$$A_1 + A_2 \geq A; \quad (31)$$

$$A = t_h d_1 (2 - \sin \alpha) = t_h (d - 2\xi \eta t_h) \frac{2 - \sin \alpha}{\sin \alpha}; \quad (32)$$

$$A_1 = (2d_2 - d_1)(T_h - t_h) = (2d_2 - d_1)(\eta - 1)t_h; \quad (33)$$

$$A_2 = 2L \frac{(T_b - t_b)}{\sin \alpha}. \quad (34)$$

В случае если по решению (31) получается, что  $\eta < 1$ , следует принять  $\eta = 1$ . Условие равенства площадей в соотношении (31) приводит к квадратному уравнению

$$a\eta^2 + b\eta + c = 0, \quad (35)$$

коэффициенты и свободный член которого определяются выражениями

$$a = (5\xi - 2)\xi t_h; \quad (36)$$

$$b = d + 2(3 - \sin \alpha)\xi t_h - 5\xi t_h; \quad (37)$$

$$c = -(3 - \sin \alpha)d. \quad (38)$$

Расчетные толщины условных прямых труб  $t_h$  и  $t_b$ , соответствующих толщинам магистрали и патрубка тройника, определяются по методике тех норм, по которым проектируется объект (см. предыдущий раздел). При этом может учитываться случай, когда магистраль и патрубок тройника изготовлены из материалов с различными прочностными свойствами.

Решение уравнения (35) для коэффициента  $\eta$  находится по формуле

$$\eta = \left( \frac{1}{2a} \right) (-b + \sqrt{b^2 - 4ac}). \quad (39)$$

Принимаемые толщины магистрали и отвления тройника определяются по формулам (28) и (29) при округлении значений с точностью до 0,1 мм в большую сторону. При существенных толщинах магистрали и отвления тройника возможна ситуация, когда принятое значение размера  $d_2$  по формуле (26) является недостаточным с точки зрения

учета площади подкрепления тройника. В этом случае необходимо проверить условие

$$d_2 \geq \frac{1}{2}d_1 + T_h + T_b. \quad (40)$$

Если условие (40) выполняется, то расчет закончен, если же не выполняется, то вместо принятого значения  $d_2$  (см. формулу (26)) следует определить  $d_2$  по формуле

$$d_2 = \frac{1}{2}d_1 + T_h + T_b \quad (41)$$

и найти  $A_1$  по новой формуле

$$A_1 = 2(1 + \xi)t_h^2\eta(\eta - 1). \quad (42)$$

Теперь получаем новые формулы для коэффициентов и свободного члена квадратного уравнения:

$$a = [2(1 + \xi)\sin \alpha + 5\xi^2]t_h; \quad (43)$$

$$b = (4t_h - 5t_b)\xi - 2(1 + 2\xi)\sin \alpha t_h; \quad (44)$$

$$c = -(2 - \sin \alpha)d. \quad (45)$$

### Тройник сварной из отводов гнутых (Y-ОГ)

Расчетная схема тройника Y-ОГ показана на рис. 3. Буквенные обозначения величин:  $D$  и  $D_i$  – соответственно наружный и внутренний диаметры отвода гнутого, мм;  $T$  – расчетная толщина стенки тройника сварного Y-ОГ, мм;  $\rho_{ог}$  – радиус кривизны оси отвода гнутого, мм;  $L$  – длина зоны восприятия нагрузки стенкой детали, мм;  $A$ ,  $B$  – площади восприятия

стенками детали нагрузки от действия внутреннего давления, мм<sup>2</sup>;  $E$ ,  $F$  – площади нагружения внутренним давлением, мм<sup>2</sup>;  $\varphi_F$  – угол охвата площадей  $B$  и  $F$ , рад.;  $\rho_{F1}$  – радиус средней линии площади  $B$ , мм;  $\rho_{F2}$  – радиус граничной дуги, разделяющей площади  $B$  и  $F$ , мм;  $T_A$  и  $T_B$  – толщины стенок при расчете по площадям  $A$  и  $B$  соответственно, мм<sup>2</sup>;  $\eta$  – коэффициент несущей способности тройника;  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – коэффициенты и свободный член квадратного уравнения;  $n$  – коэффициент надежности по внутреннему давлению.

Рассматриваемая деталь состоит из разрезанных специальным образом и сваренных гнутых отводов с углом поворота 45° каждый.  $D = 57...426$  мм,  $\rho_{ог} = 3D...5D$ . Отводы имеют с каждой стороны прямолинейные участки длиной не менее 150 мм. В месте острого угла между отводами в пределах криволинейного участка вваривается ребро жесткости из стального листа. В расчете толщины стенки детали (см. ниже) подкрепляющее влияние ребра жесткости не учитывалось, поэтому на рис. 3 ребро жесткости не показано.

Расчет толщины стенки тройника сварного Y-ОГ базируется на принципиальном подходе, заложенном специалистами компании M.W. Kellogg Ltd. (США) [1], согласно которому рассматривается баланс площадей нагружения внутренним давлением (см. площади  $E$  и  $F$  на рис. 3) и площадей восприятия нагрузки материалом детали (см. площади  $A$  и  $B$  на рис. 3). Расчетная длина зоны восприятия нагрузки определяется зависимостью

$$L = \frac{1}{2}D_i + T = \frac{1}{2}(D - 2T) + T = \frac{1}{2}D. \quad (46)$$

В формуле (46) учтено, что

$$D_i = D - 2T. \quad (47)$$

Площади восприятия нагрузки (площади сечения тройника) определяются по формулам

$$\begin{aligned} A &= LT + \frac{1}{2} \frac{T^2}{\operatorname{tg} 22,5^\circ} = \\ &= \frac{1}{2}T \left( D + \frac{T}{\operatorname{tg} 22,5^\circ} \right); \end{aligned} \quad (48)$$

$$B = LT. \quad (49)$$

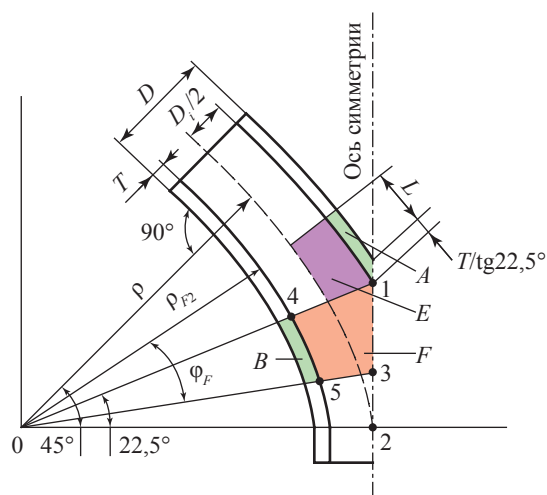


Рис. 3. Расчетная схема тройника сварного Y-ОГ

Площади нагружения внутренним давлением:

$$E \cong \left( L + \frac{T}{\operatorname{tg} 22,5^\circ} \right) \frac{1}{2} D_i = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{2} D + \frac{T}{\operatorname{tg} 22,5^\circ} \right) (D - 2T). \quad (50)$$

Формула (50) для площади  $E$  вытекает из анализа схемы на рис. 3. Знак «приблизительно равно» использован здесь потому, что конфигурация этой площади может несколько изменяться в зависимости от принятого соотношения  $\rho_{\text{ог}}/D$ .

$$\rho_{F1} = \rho_{\text{ог}} - \frac{1}{2} D_i - \frac{1}{2} T = \rho_{\text{ог}} - \frac{1}{2} D + \frac{1}{2} T; \quad (51)$$

$$\varphi_F = \frac{2L}{\rho_{F1}} = \frac{D}{\rho_{F1}}; \quad (52)$$

$$\rho_{F2} = \rho_{\text{ог}} - \frac{1}{2} D_i = \rho_{\text{ог}} - \frac{1}{2} D + T; \quad (53)$$

$$F = \frac{1}{2} \rho_{\text{ог}}^2 \left[ \operatorname{tg} \frac{\pi}{8} - \operatorname{tg} \left( \frac{\pi}{8} - \frac{\varphi_F}{2} \right) \right] - \frac{1}{4} \varphi_F \rho_{F2}^2. \quad (54)$$

Формула (54) для площади  $F$  следует из анализа схемы на рис. 3. Площадь  $F$  состоит из разности площадей прямоугольных треугольников с вершинами в точках 0, 2, 1 и в точках 0, 2, 3, из которой вычитается площадь  $S$  сектора 0, 4, 5 с центральным углом  $\frac{\varphi_F}{2}$  и радиусом  $\rho_{F2}$  (см. рис. 3).

Формула (54) учитывает, что в общем случае площадь  $S$  равна половине произведения длины дуги на радиус:

$$S = \frac{1}{2} \frac{\varphi_F}{2} \rho_{\text{ог}}^2. \quad (55)$$

Толщина тройника определяется по большему из двух значений:

$$T = \max \{ T_A; T_B \}. \quad (56)$$

Составляющие  $T_A$  и  $T_B$  в формуле (56) определяются из условий соответственно:

$$np \frac{E + \frac{1}{2} A}{A} \leq [R]; \quad (57)$$

$$np \frac{F + \frac{1}{2} B}{B} \leq [R]; \quad (58)$$

Распишем более подробно условия (57) и (58), подставляя в них формулы для составляющих. В случае равенств рассматриваемых условий получим уравнения для определения искомой толщины стенки отводов.

Для толщины стенки  $T_A$  (см. формулу (57)) получим квадратное уравнение:

$$aT_A^2 + bT_A + c = 0; \quad (59)$$

$$a = k_p^* + 2; \quad (60)$$

$$b = \left[ (k_p^* + 1) \operatorname{tg} \frac{\pi}{8} \right] D; \quad (61)$$

$$c = -\frac{1}{2}D^2 \operatorname{tg} \frac{\pi}{8}; \quad (62)$$

$$k_p^* = \frac{[R]}{np} - \frac{1}{2}; \quad (63)$$

$$T_A = \left( \frac{1}{2a_A} \right) (-b + \sqrt{b^2 - 4ac}). \quad (64)$$

Для толщины стенки  $T_B$  (см. формулу (58)) получим трансцендентное уравнение:

$$\frac{1}{2}D \frac{\left( \rho_{\text{ог}} - \frac{1}{2}D + T_b \right)^2}{\rho_{\text{ог}} - \frac{1}{2}D - \frac{1}{2}T_b} - \rho_{\text{ог}}^2 \left[ \operatorname{tg} \frac{\pi}{8} - \operatorname{tg} \left( \frac{\pi}{8} - \frac{1}{2} \frac{D}{\rho_{\text{ог}} - \frac{1}{2}D - \frac{1}{2}T_b} \right) \right] + k_p^* D T_b = 0. \quad (65)$$

Уравнение (65) реализуется любым из известных способов решения нелинейных уравнений.

Окончательная толщина  $T$  стенки тройника Y-ОГ принимается согласно условию (56) как большее из полученных значений  $T_A$  и  $T_B$ , округленное в большую сторону с точностью до 0,1 мм.

Исходная расчетная толщина  $t$  стенки тройника Y-ОГ находится как для прямой трубы, у которой наружный диаметр и материал совпадают с аналогичными параметрами отвода, входящего в виде составляющей детали в конструкцию тройника. Коэффициент несущей способности тройника Y-ОГ находится как отношение толщин:

$$\eta = \frac{T}{t}. \quad (66)$$

Толщину ребра жесткости (диафрагмы)  $T_d$  следует определять из условия

$$T_d = \max \left\{ \frac{1}{3}T; 20 \text{ мм} \right\}. \quad (67)$$

## Численный анализ НДС соединительных деталей сложной конструкции

### Методика численного анализа

**Общие требования к расчетной модели.** Расчет НДС и проверка прочности деталей сложной конструкции проводятся в рамках численной реализации соответствующей модели механики конструкций. Расчетная модель должна учитывать особенности геометрии детали, упругопластические свойства материалов, граничные условия, действующие нагрузки. В расчетной схеме детали сложной конструкции следует рассматривать как конструкции из оболочечных элементов или трехмерных деформируемых тел.

Расчет, как правило, выполняется методом конечных элементов с использованием специализированных или многофункциональных программных комплексов. При описании упругопластического поведения материалов применяется аппарат теории пластического течения с критерием текучести Мизеса и учетом упрочнения. Результаты расчета должны содержать набор параметров НДС по узлам (элементам) модели. По результатам расчета проводится проверка критериев прочности относительно мембранных составляющих эквивалентных напряжений  $\sigma_{\text{эк}}$  в точке с максимальными эквивалентными напряжениями согласно условию

$$\sigma_{\text{эк}} \leq R_2^H. \quad (68)$$

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса, вычисляется [4] по формуле

$$\sigma_{\text{эк}} = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_{11} - \sigma_{22})^2 + (\sigma_{22} - \sigma_{33})^2 + (\sigma_{33} - \sigma_{11})^2 + 6(\tau_{12}^2 + \tau_{13}^2 + \tau_{23}^2)]^{1/2} \quad (69)$$

через нормальные  $\sigma_{11}$ ,  $\sigma_{22}$ ,  $\sigma_{33}$  и касательные  $\tau_{12}$ ,  $\tau_{13}$  и  $\tau_{23}$  компоненты тензора напряжений.



Мембранные напряжения вычисляются в результате осреднения соответствующих компонент полных напряжений по толщине. В случае использования оболочечных моделей допускается вычислять мембранные напряжения как половину суммы напряжений на внешней и внутренней поверхностях оболочки, например:

$$\sigma_{11} = \frac{1}{2}(\sigma_{11}^{\text{in}} + \sigma_{11}^{\text{out}}), \quad (70)$$

где  $\sigma_{11}^{\text{in}}$  и  $\sigma_{11}^{\text{out}}$  – соответствующие компоненты напряжения в точках на внутренней и внешней поверхностях оболочки, расположенных на концах отрезка, перпендикулярного срединной поверхности оболочки.

При проверке прочности детали для стадии эксплуатации расчет должен быть проведен с учетом действующих эксплуатационных нагрузок:

- внутреннего избыточного давления транспортируемого продукта;
- весовых нагрузок;
- продольных и поперечных сил, изгибающих и крутящих моментов, действующих по торцам детали при ее работе в составе трубопроводной конструкции (возникающие силы и моменты обусловлены деформациями и напряжениями в расчетной схеме трубопроводной системы при действии температурного перепада, внутреннего давления, весовых нагрузок в процессе эксплуатации);
- прочих нагрузок, учитываемых при проверке прочности трубопровода в соответствии с требованиями нормативного документа, принятого при проектировании.

**Неупругое деформирование материала трубы.** Для описания неупругого деформирования материала трубы использован аппарат теории пластического течения с критерием текучести Мизеса и нелинейным изотропным упрочнением [4]. Критерий текучести определяется соотношением

$$f = \sigma_{\text{эк}} - \sigma_0(W_p) = 0, \quad (71)$$

где параметр текучести  $\sigma_0$  является функцией работы напряжений на пластических деформациях  $W_p$ .

Для вычисления закона упрочнения кривая одноосного растяжения  $\sigma - \varepsilon$  задается в модели пластичности и аппроксимируется с использованием уравнения

Рамберга – Осгуда [5], которое можно представить в виде

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + A \frac{\sigma_y}{E} \left( \frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^n, \quad (72)$$

где  $\varepsilon$  – деформация;  $\sigma_y$  – предел текучести;  $E$  – модуль упругости;  $A$  и  $n$  – параметры модели, вычисляемые по формулам

$$A = 0,002 \frac{E}{\sigma_y};$$

$$n = \frac{\ln \left[ 500 \left( \delta_p - \frac{\sigma_u}{E} \right) \right]}{\ln \left( \frac{\sigma_u}{\sigma_y} \right)}, \quad (73)$$

где  $\sigma_u$  – предел прочности;  $\delta_p$  – деформация, соответствующая  $\sigma_u$ .

Полученная аппроксимация инженерной диаграммы деформирования для целей последующего численного анализа должна быть перестроена в координатах «истинное напряжение  $\sigma_{\text{ист}}$  – логарифмическая деформация  $\varepsilon_{\text{ln}}$ » по формулам:

$$\sigma_{\text{ист}} = \sigma(1 + \varepsilon); \quad \varepsilon_{\text{ln}} = \ln(1 + \varepsilon), \quad (74)$$

где  $\sigma$ ,  $\varepsilon$  – инженерные меры напряжения и деформации соответственно.

**Построение конечноэлементных моделей деталей сложной конструкции.** Модели НДС деталей сложной конструкции при действии внутреннего давления на основе оболочечных моделей реализованы методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS 15.0 [6].

ANSYS является одним из наиболее широко используемых многофункциональных программных комплексов, реализующих метод конечных элементов для расчета конструкций различного назначения. ANSYS позволяет детально исследовать и визуализировать НДС, возникающее в детали из-за рассматриваемых нагрузок и воздействий.

Для моделирования деталей использованы оболочечные 4-узловые конечные элементы, поддерживающие большие перемещения и деформации, а также упругопластические модели материалов. Расчетные схемы деталей построены в соответствии с их геометрией, описанной в предыдущем разделе.

При разбиении модели на конечные элементы применяются преимущественно регулярные сетки, за исключением участков сложной геометрии, для которых использованы нерегулярные сетки с контролем размера элементов. Конечноэлементные модели построены из условия адекватного представления локальных напряжений и деформаций, возникающих в области резкого изменения геометрии деталей.

Конечноэлементные модели рассматриваемых деталей приведены на рис. 4. Граничные условия в концевых сечениях деталей заданы через центральный узел сечения, соединенный с узлами по контуру элементами жестких связей. Такой способ позволяет задавать как кинематические (перемещения, углы поворота), так и силовые (силы, моменты) граничные условия на сечениях деталей.

При расчете отвода-перехода в качестве граничных условий заданы:

- нулевые линейные перемещения по осям  $x$ ,  $y$ ,  $z$  центрального узла сечения на одном из концов;

- нулевой поворот относительно оси  $z$  на данном конце;

- нулевое перемещение в поперечном горизонтальном направлении ( $z$ ) в другом концевом сечении;

- продольные силы в центральном узле двух концевых сечений, соответствующие давлению среды на заглушку.

Данные условия соответствуют случаю шарнирного опирания с дополнительным ограничением поворота детали как жесткого целого.

При расчете ТКС в качестве граничных условий заданы:

- нулевые линейные перемещения по осям  $x$ ,  $y$ ,  $z$  центрального узла сечения на одном из концов магистрали;

- нулевое линейное перемещения по оси  $y$  центрального узла сечения на другом конце магистрали;

- нулевой поворот относительно оси  $y$ ;
- продольные силы в центральном узле концевых сечений магистрали и отвода, соответствующие давлению среды на заглушку.

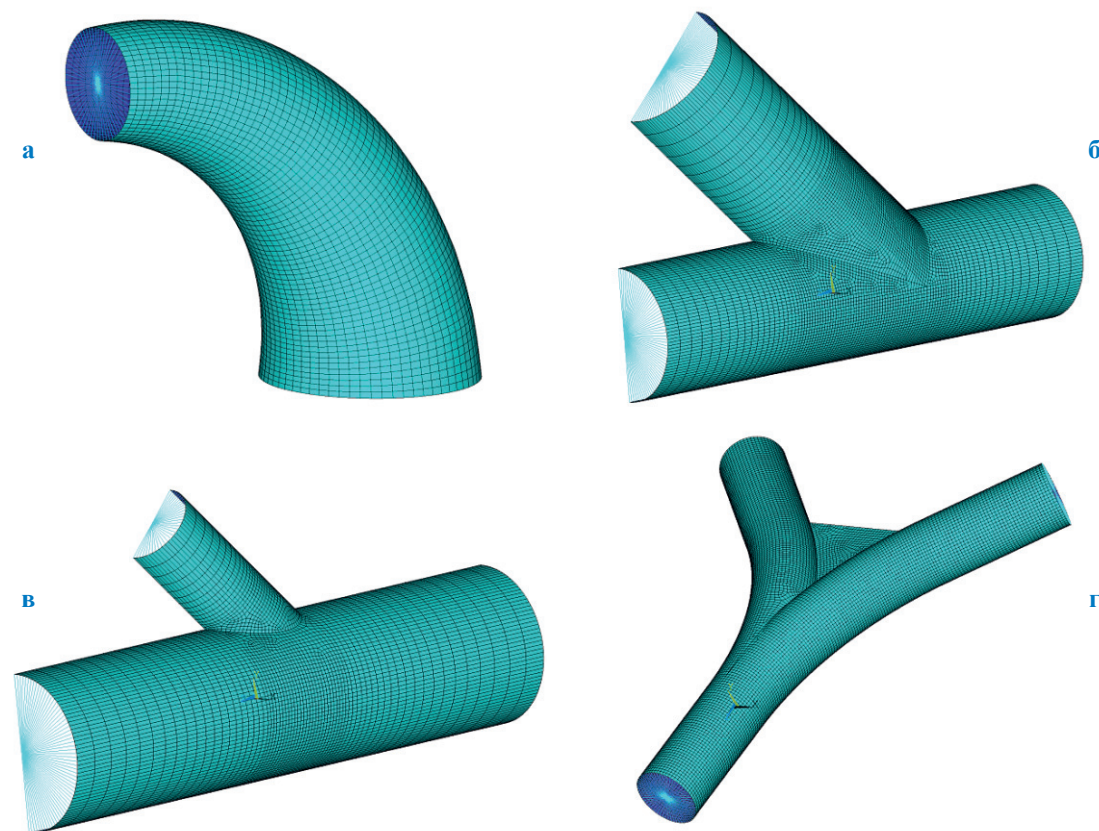


Рис. 4. Конечноэлементные модели соединительных деталей:  
 а – отвода-перехода; б – ТКС равнопроходного; в – ТКС неравнопроходного;  
 г – тройника сварного Y-ОГ

Данные условия отвечают случаю шарнирного опирания магистрали тройника с дополнительным ограничением поворота детали как жесткого целого.

При расчете тройника сварного из отводов гнутых в качестве граничных условий заданы:

- нулевые линейные перемещения по осям  $x$ ,  $y$ ,  $z$  центрального узла сечения на «нижнем» конце Y-ОГ;
- нулевой поворот относительно оси  $u$  данного узла;
- нулевые линейные перемещения по оси  $y$  на «верхних» концах Y-ОГ.

Перечисленные условия соответствуют случаю шарнирного опирания детали с дополнительным ограничением поворота как жесткого целого.

Расчеты проведены при автоматическом контроле точности и сходимости решения.

### Примеры расчета соединительных деталей сложной конструкции

На рис. 5–7 показаны распределения  $\sigma_{эк}$ , Па, и деформаций соответственно отвода-перехода, ТКС и тройника сварного из отводов гнутых, полученные в результате численного анализа модели метода конечных элементов.

**Расчет НДС отвода-перехода** (см. рис. 5) для следующих исходных данных:  $D = 426$  мм,  $d = 219$  мм,  $\rho_{ог} = 639$  мм,  $p = 9,8$  МПа,  $T = 14,2$  мм.

Результаты приведены для мембранных составляющих напряжений и деформаций. Согласно им критерий по максимальным эквивалентным напряжениям выполняется

(максимальное значение  $\sigma_{эк}$  составляет 236 МПа). Таким образом, предложенная аналитическая модель дает достаточный запас по эквивалентным напряжениям.

**Расчет НДС ТКС** (см. рис. 6) для следующих исходных данных:  $D = 426$  мм,  $d = 219$  мм,  $\alpha = 45^\circ$ ,  $p = 9,8$  МПа,  $T_h = 27,6$  мм,  $T_b = 20,3$  мм.

Результаты приведены для мембранных составляющих напряжений и деформаций. Согласно им критерий по максимальным эквивалентным напряжениям выполняется (максимальное значение  $\sigma_{эк}$  составляет 265 МПа). Таким образом, предложенная аналитическая модель для расчета толщин стенок ТКС дает допустимый запас по эквивалентным напряжениям.

**Расчет НДС тройника сварного Y-ОГ** (см. рис. 7) для следующих исходных данных:  $D = 426$  мм,  $\rho_{ог} = 1278$  мм,  $p = 9,8$  МПа,  $T = 22,1$  мм,  $T_d = 20,0$  мм.

Результаты приведены для мембранных составляющих напряжений и деформаций. Согласно им имеет место нарушение критерия по максимальным эквивалентным напряжениям (максимальное значение  $\sigma_{эк}$  составляет 305 МПа).

Таким образом, предложенная аналитическая модель для расчета толщин стенок тройника сварного из отводов гнутых позволяет обеспечить выполнение условий прочности для детали за исключением области со сложной геометрией в зоне стыковки изогнутых цилиндрических поверхностей отводов (рис. 8). Данная зона является зоной локальной концентрации напряжений.

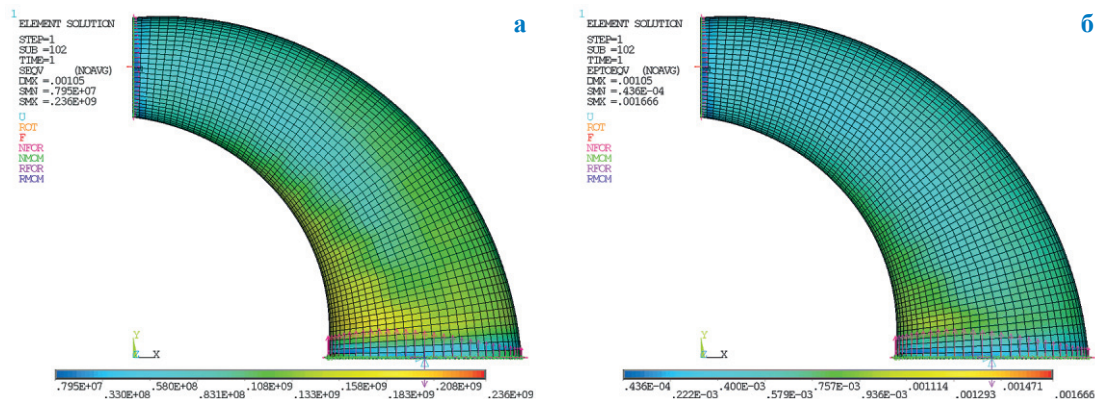


Рис. 5. Распределение эквивалентных напряжений (а) и деформаций (б) в отводе-переходе

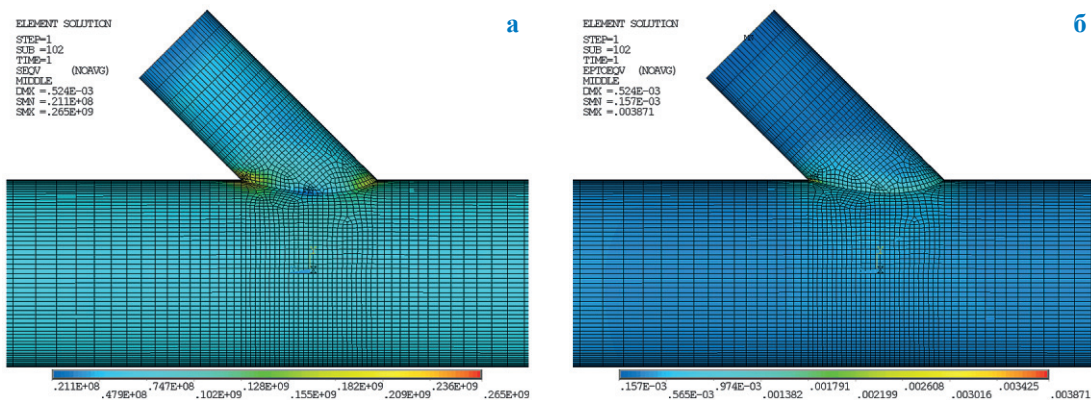


Рис. 6. Распределение эквивалентных напряжений (а) и деформаций (б) ТКС

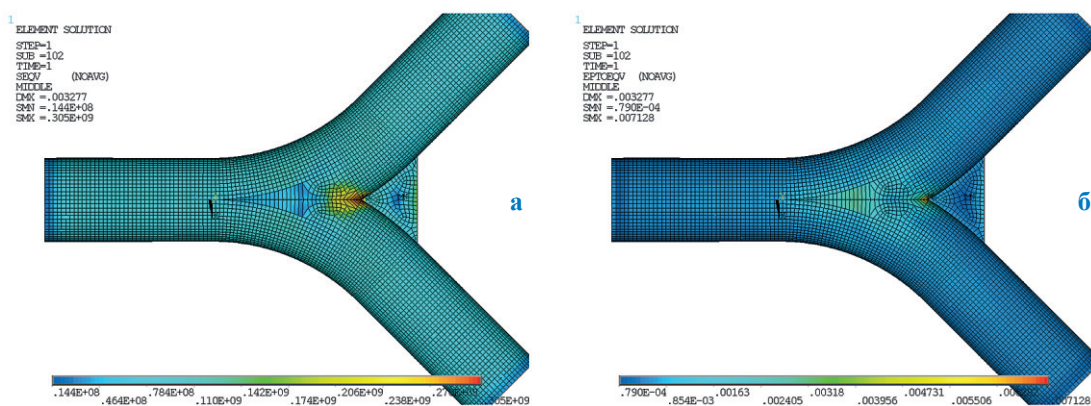


Рис. 7. Распределение эквивалентных напряжений (а) и деформаций (б) тройника сварного Y-ОГ

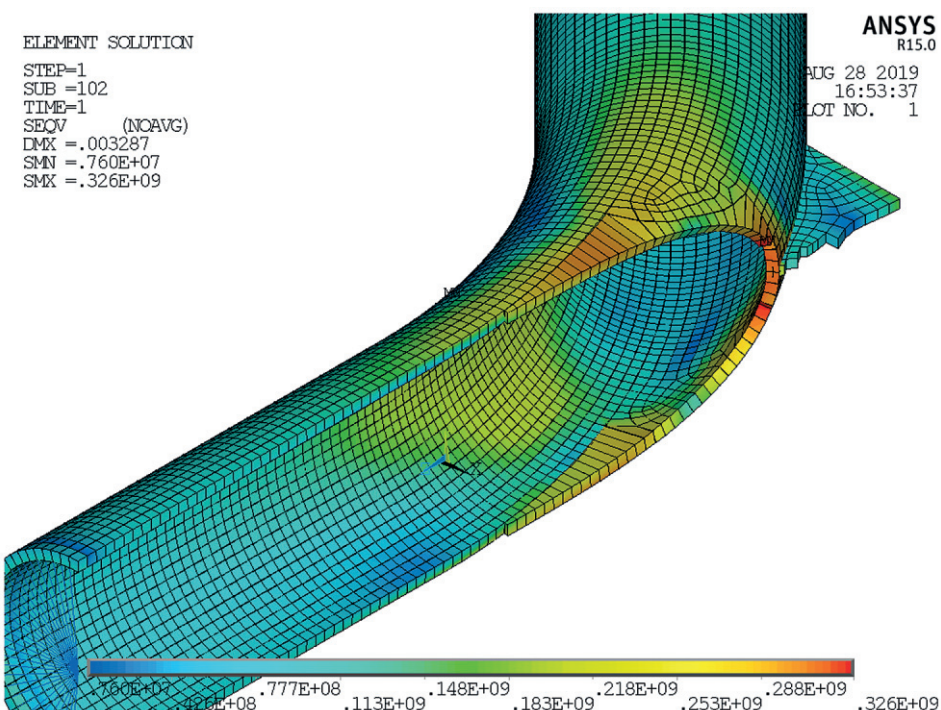


Рис. 8. Зона концентрации напряжений тройника сварного Y-ОГ

\*\*\*

Рассмотрена задача определения толщин стенок и проверки прочности соединительных деталей трубопроводов сложной конструкции типа отвода-перехода, ТКС и тройника сварного из отводов гнутых. Разработаны методики и алгоритмы аналитического определения

толщин стенок соединительных деталей. Аналитические методы расчета соединительных деталей верифицированы на основе численного анализа НДС соединительных деталей сложной конструкции методом конечных элементов.

### Список литературы

1. Design of piping systems / M.W. Kellogg Company. – 2<sup>nd</sup> ed., revised. – N.Y.: John Wiley and Sons, 1956–1977. – 402 с.
2. Новожилов В.В. Теория тонких оболочек / В.В. Новожилов. – 2-е изд. – Л.: Судпромгиз, 1962.
3. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: справ. пособие / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. – М.: Недра, 1982.
4. Качанов Л.М. Основы теории пластичности / Л.М. Качанов. – М.: Наука, 1969. – 420 с.
5. Ramberg W. Description of stress-strain curves by three parameters / W. Ramberg, W.R. Osgood. – Washington, DC: National Advisory Committee for Aeronautics, 1943. – Technical note no. 902.
6. ANSYS Release 15.0 Documentation. – Canonsburg, Pennsylvania: Ansys Inc., 2011.

## Methods aimed at calculating wall thicknesses and testing strength of complex connectors designed for trunk gas pipelines

V.P. Cherniy<sup>1\*</sup>, O.V. Trifonov<sup>1</sup>, K.A. Voyder<sup>1</sup>, M.A. Ovsyannikova<sup>1</sup>, A.V. Rassokhina<sup>1</sup>

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

\* E-mail: V\_Cherniy@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** In this paper, authors consider the problem of determining wall thicknesses and checking the strength of steel pipe fittings of complex design such as bend-transition, oblique welded tee, welded tee from bent bends. Methods and algorithms for analytical determination of wall thicknesses of connecting parts have been developed. Analytical methods for calculating the connecting parts have been verified on the basis of a numerical analysis of the stress-strain state of the fittings of complex design using the finite element method for various combinations of the geometric parameters of the fittings and loading conditions.

**Keywords:** trunk gas pipeline, fittings, wall thickness, strength, stress.

### References

1. M.W. KELLOGG COMPANY. *Design of piping systems*. 2<sup>nd</sup> ed., revised. N.Y.: John Wiley and Sons, 1956–1977.
2. NOVOZHILOV, V.V. *Thin shells theory* [Teoriya tonkikh obolochek]. 2<sup>nd</sup> ed. Leningrad: Sudpromgiz, 1962. (Russ.).
3. AYNBINDER, A.B., A.G. KAMERSHTEYN. *Strength and stability analysis of trunk gas pipelines* [Raschet magistralnykh truboprovodov na prochnost i ustoychivost]: reference guide. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
4. KACHANOV, L.M. *Principals of plasticity theory* [Osnovy teorii plastichnosti]. Moscow: Nauka, 1969. (Russ.).
5. RAMBERG, W., W.R. OSGOOD. *Description of stress-strain curves by three parameters*. Washington, DC: National Advisory Committee for Aeronautics, 1943. Technical note no. 902.
6. ANSYS Release 15.0 Documentation. Canonsburg, Pennsylvania: Ansys Inc., 2011.

УДК 621.515

## Проектирование центробежных компрессоров на основе метода универсального моделирования

Ю.Б. Галеркин<sup>1</sup>, А.Ф. Рекстин<sup>1\*</sup>, А.А. Дроздов<sup>1</sup>, К.В. Солдатова<sup>1</sup>,  
О.А. Соловьёва<sup>1</sup>, Е.Ю. Попова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Российская Федерация, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29

\* E-mail: rekstin2k7@mail.ru

### Ключевые слова:

центробежный компрессор, проектирование газодинамических характеристик, коэффициент полезного действия, компьютерное моделирование.

**Тезисы.** Предложена сквозная система проектирования на базе замкнутых компьютерных программ, результатом применения которой становятся семейство газодинамических характеристик компрессора и твердотельная модель его проточной части. Существенному улучшению подвергнуты два основных этапа проектирования – первичный и окончательный с поиском оптимального решения.

Несмотря на успехи газодинамической теории и вычислительной газодинамики, окончательно не решен вопрос создания надежного проекта проточной части центробежного компрессора, обеспечивающего технические требования к производительности и отношению давлений при наивысшем возможном КПД.

Поскольку аналитическое описание рабочего процесса невозможно, поиск оптимального решения достижим только путем сопоставления вариантов проточной части. Для каждого из этих вариантов нужно рассчитать КПД и отношение давлений ( $\pi$ ) при заданном расходе. Отечественные и зарубежные методы математического моделирования [1–4] с большей или меньшей степенью соответствуют задаче. Политехническая научная школа компрессоростроения работает с методом универсального моделирования (далее – метод) [5, 6]. С помощью 4-й версии метода созданы компрессоры газоперекачивающих агрегатов нового поколения в рамках конверсионной программы «Урал-Газпром» [7] и реализованы десятки других успешных проектов [8]. Математические модели для расчета КПД существенно усовершенствованы в моделях 5-й [9] и 6-й [10] версий и использованы при проектировании новых компрессоров [11, 12].

Недостатком метода на начальном этапе была относительная сложность процесса проектирования. Проектирование выполнялось последовательным применением нескольких непосредственно не связанных между собой программ. В ходе оптимизации пользователю следовало принимать ряд решений, требующих большого опыта. Создание твердотельной модели проточной части не предусматривалось.

В связи с этим была поставлена задача минимизации интерактивного участия пользователя в процессе оптимального проектирования, повышения качества математических моделей и создания замкнутой системы компьютерных программ. На выходе процесса проектирования в среде разработанной сквозной системы получают семейство газодинамических характеристик компрессора и твердотельную модель проточной части. Для повышения качества и надежности проектирования существенно улучшению подвергнуты два основных этапа проектирования – первичное и окончательное с поиском оптимального решения.

### Вариантный расчет многоступенчатого компрессора. Новая упрощенная математическая модель КПД

Заданные параметры компрессора могут быть обеспечены практически неисчислимым количеством вариантов его конструкции. В общем случае предметом выбора для проектировщика являются:

- количество валов, на которых установлены рабочие колеса (РК) ступеней;

- количество ступеней на валах;
- число оборотов валов в минуту;
- количество промежуточных охладителей;
- диаметры РК;
- типы РК (радиальные (РРК) или осерадиальные (ОРК));
- типы диффузоров (лопаточные (ЛД) или безлопаточные (БЛД)).

При расчете компрессора очевидным является использование уравнения неразрывности. Через все ступени компрессора проходит одинаковый массовый расход ( $m$ ), объемный расход определяется изменением плотности газа ( $\rho$ ). Один из двух главных параметров проектирования ступени [13] – условный коэффициент расхода ( $\Phi$ ) – зависит от диаметра<sup>1</sup>  $D_2$  РК и частоты вращения ротора (показателя поллитропы)  $n$ , об/мин:

$$\Phi_{\text{расч}} = \left( \frac{\bar{m}}{\rho_0^* \frac{\pi}{4} D_2^2 u_2} \right)_{\text{расч}} = \frac{24,33}{D_2^3} \left( \frac{\bar{m}}{\rho_0^* n} \right)_{\text{расч}}, \quad (1)$$

где  $u$  – окружная скорость (окружное направление).

Второй главный параметр проектирования – коэффициент теоретического напора РК ( $\Psi_T$ ) на расчетном режиме:

$$\Psi_{T \text{ расч}} = \left( \frac{c_{u2}}{u_2} \right)_{\text{расч}}, \quad (2)$$

где  $c$  – абсолютная скорость потока.

Отношение давлений компрессора равно произведению отношений давлений ступеней (с учетом потерь давления в следующем за ступенью газоохладителе, если он есть). Из уравнения процесса отношение давлений ступени

$$\pi^* = (1 + (k-1)\Psi_T M_u^2 (1 + \beta_{\text{тр}} + \beta_{\text{пр}}))^{k-1} \eta^*, \quad (3)$$

где  $k$  – показатель адиабаты (коэффициент энтропии);  $M_u$  – условное число Маха;  $\beta_{\text{тр}}$  – коэффициент дискового трения;  $\beta_{\text{пр}}$  – коэффициент

протечек;  $\eta$  – политропный коэффициент полезного действия.

Идея математической модели для оценки КПД ступеней по параметрам проектирования  $\Phi_{\text{расч}}$ ,  $\Psi_{T \text{ расч}}$ , конструктивному ограничению  $\bar{D}_{\text{вт.мин}}$  (где  $D_{\text{вт.мин}}$  – минимальный диаметр вала (втулки)) и условным критериям подобия была сформулирована и реализована Е. Поповой [14]. Позднее предложен и верифицирован [15] современный вариант системы уравнений:

$$\eta_{\text{расч}}^* = 1 - X_1 K_\Phi K_{\Psi_T} K_{D_{\text{вт}}} K_{M_u} + \Delta\eta_{\text{лд}} - \Delta\eta_{\text{вп}}, \quad (4)$$

где  $X_1$  – эмпирический коэффициент; коэффициенты  $K$  учитывают влияние параметров, соответствующих их нижним индексам;  $\Delta\eta_{\text{лд}}$  – учитывает уменьшение потерь за счет использования ЛД;  $\Delta\eta_{\text{вп}}$  – потери во входном патрубке (ВП).

Наличие способа оценки КПД ступени открывает возможность расчета КПД компрессоров с учетом потерь во входном патрубке и промежуточных охладителях (при их наличии). В сжатом виде информация о вариантном расчете одновального компрессора без промежуточных охладителей представлена на рис. 1.

Если для одновального компрессора без охлаждения задано значение  $n$ , пользователю следует выбрать вариант с оптимальным числом ступеней и значением  $\Psi$ . Эти параметры определяют значения  $D_{2 \text{ расч}}$ ,  $u_{2 \text{ расч}}$ ,  $M_{u \text{ расч}}$  и  $\Phi_{\text{расч}}$ , т.е. КПД ступеней по уравнению (4) и компрессора с учетом потерь в ВП. Свободный выбор оборотов ротора  $n$  не меняет сути представленного вариантного расчета, только увеличивает количество сопоставляемых вариантов.

У компрессора с более сложной схемой программа ППМВЦК-Г9Р предоставляет возможность сравнить варианты с разным числом валов, ступеней, коэффициентами  $\Phi$  и  $\Psi$  ступеней, количеством и расположением газоохладителей [12]. После выбора нужного варианта программы осуществляют первичное проектирование – расчет размеров проточной части ступеней компрессора для расчета газодинамических характеристик методом универсального моделирования.

### Первичное проектирование РК

В прежних версиях метода первичное проектирование проточной части ступени осуществлялось согласно принципам политехнической научной

<sup>1</sup> Здесь и далее в статье применены универсальные индексы условных обозначений. Подстрочные: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6 – индексы контрольных сечений; г – гидравлический; го – граница отрыва; кр – критический; л – лопатка; н – начальное значение; опт – оптимальное значение; расч – относящийся к расчетному режиму (по расходу); мин – минимальное значение; макс – максимальное значение;  $h$  – *англ.* hub (магистраль);  $s$  – *англ.* shroud (бандаж). Надстрочные: звездочка (\*) означает отнесение к полным параметрам (параметры торможения); черта означает линейный размер, отнесенный к  $D_2$ , или скорость потока, отнесенную к  $u_2$ .

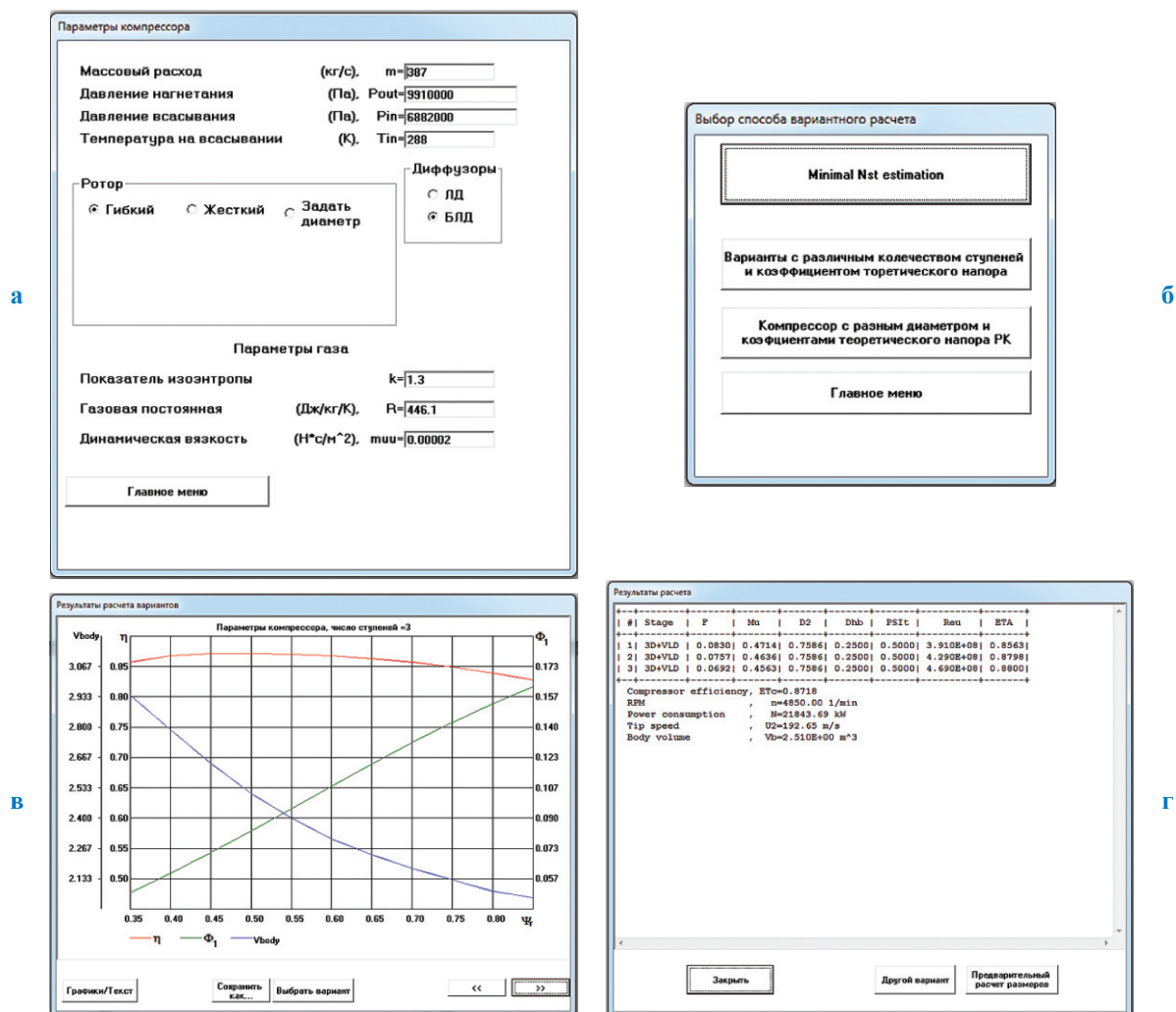


Рис. 1. Программа первичного проектирования ППОВЦК-Г9Р:

а – меню ввода параметров одноступенчатого компрессора; б – меню выбора способа вариантного расчета; в – графическое представление параметров компрессора с разными значениями  $\Psi_T$ ; г – параметры выбранного варианта

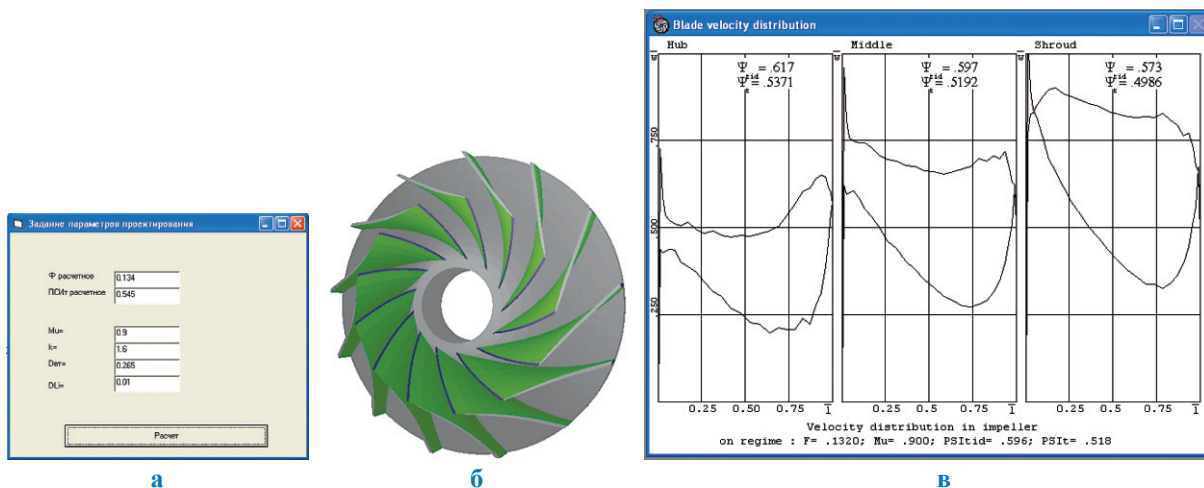
школы [13] с учетом рекомендаций ведущих отечественных ученых [16–19]. Передовые научные взгляды отечественных ученых по-прежнему актуальны. Но эксперименты 2-й половины прошлого столетия, на которых основаны рекомендации по проектированию, не отражают всей сложности современной компрессорной техники. Практически это означает, что рассчитанное по первичному проекту отношение давлений может не соответствовать техническому заданию, элементы проточной части ступени не согласованы, КПД ниже ожидаемого.

Поскольку метод универсального моделирования позволяет рассчитывать характеристики любых проточных частей, то автоматически или интерактивно программа оптимального проектирования формально способна

усовершенствовать любой первичный проект. Однако способность математической модели найти правильное решение не следует переоценивать. На этой стадии проектирования от пользователя требуются высокая квалификация и определенные трудовые затраты для дополнительного анализа и принятия правильного решения.

Наиболее ответственная часть проектирования РК – точная оценка коэффициента  $\Phi$ , при котором безударно обтекаются лопаточные аппараты РК, ЛД, обратно-направляющего аппарата (ОНА). Также надо с максимальной точностью определить коэффициент  $\Psi_T$ . При этих условиях математическая модель метода универсального моделирования надежно рассчитывает КПД и отношение  $\pi^*$ .





**Рис. 2. ОРК 0132-0,545-0265:**  
**а – параметры проектирования (программа РСХЦК-9-ГР);**  
**б – вид лопаточной решетки; в – диаграммы скоростей (программа ЗДМ.023)**

Авторы поставили задачу решить эти проблемы с максимальным приближением к действительности уже на стадии первичного проектирования, когда участия пользователя не предусмотрено. Это сглаживает отличие окончательного проекта от первичного и нивелирует роль и влияние квалификации пользователя при окончательном проектировании.

С этой целью 124 РРК и ОРК с параметрами проектирования в диапазоне  $\Phi_{расч} = 0,015...0,15$ ,  $\Psi_{T,расч} = 0,40...0,70$ ,  $\bar{D}_{вт} = 0,25...0,40$  были оптимально спроектированы методом универсального моделирования, а их лопаточные решетки оптимизированы на основе анализа диаграмм скоростей невязкого потока. Как основные размеры, так и форма лопаток каждого из РК сопоставлены во многих вариантах, так что предлагаемая новая методика первичного проектирования основана на расчетах многих сотен вариантов РК. Наиболее важные черты метода первичного проектирования РК представлены ниже.

Размеры входа в РК ( $\bar{D}_{0,опт}$ ) по традиции, подтвержденной успешной практикой, выбираются на основе минимизации относительной скорости. Для ОРК:

$$\bar{D}_{0,опт} = \sqrt{\bar{D}_{вт}^2 + 2^{\frac{1}{3}} \left( \frac{\Phi_{расч}}{\epsilon'_1 \tau_1} \right)^{\frac{2}{3}}}, \tag{5}$$

где  $\epsilon'$  – отношение плотностей.

Диаметр входа  $\bar{D}_{0,опт}$  (см. уравнение (5)) определяет входной треугольник скоростей.

Хорошо проверенная рекомендация – безударное обтекание лопаток на заданном расчетном режиме – не подтвердила своей эффективности в случае малорасходных РК [20].

Сопоставление десятков вариантов малорасходных РРК позволило предложить такую методику выбора размеров:

- лопаточный угол на входе – не менее 23°;
- высота лопаток на входе соответствует

такому положительному углу атаки, при котором пик скорости на входной кромке дозирован (см. далее рис. 5 внизу справа);

- выходной угол лопаток не должен быть меньше 16°;

- относительная высота лопаток обеспечивает такой коэффициент расхода, при котором коэффициент теоретического напора невязкого (идеального) потока ( $\Psi_{T,ид}$ ) соответствует нужному реальному коэффициенту напора с учетом поправки  $K_\mu$  на влияние вязкости:  $\Psi_{T,расч} = K_\mu \Psi_{T,ид}$ .

Первичное проектирование среднерасходных РРК и высокорасходных ОРК в основном соответствует схеме, представленной в монографии Ю.Б. Галеркина [5]. Используются результаты исследований CFD<sup>2</sup>-методами [10]. Главная новизна первичного проектирования в том, что получены точные рекомендации по выбору размеров проточной части, нужных для расчета характеристик по модели КПД метода универсального моделирования.

<sup>2</sup> CFD (англ. computational fluid dynamics) – вычислительная гидродинамика.

Авторами разработаны формулы для расчета входных лопаточных углов на периферии  $\beta_{л1s}^0$  и у втулки  $\beta_{л1b}^0$ , выходного лопаточного угла  $\beta_{л2}^0$ , числа лопаток  $z_{PK}$  и коэффициентов формы лопаток в программе 3ДМ.023. Эта программа осуществляет расчет пространственной формы лопаток для твердотельной модели и диаграмм скоростей невязкого потока для анализа формы лопаток (рис. 2).

Диаграммы скоростей показывают, что при окончательном проектировании входной угол лопаток на периферии можно уменьшить на  $1^\circ$  для уменьшения пика скоростей. Это обеспечит условие безударного входа на расчетном режиме. Выходной угол лопаток обеспечивает заданный коэффициент  $\Psi_T$  с превышением на 1,1 %. Такая точность расчета в сторону увеличения напора не требует корректировки выходного угла. Ранее опубликованы примеры первичного проектирования колес в широком диапазоне коэффициентов напора и расхода, подтверждающие близость первичного проекта РК к окончательному проекту [21].

### Первичное проектирование неподвижных элементов ступени

Современные БЛД имеют суженный начальный участок для увеличения угла потока в основную часть с постоянной шириной. Если угол потока на выходе из РК достаточен для хорошей работы БЛД, суженный начальный участок не нужен. Объекты первичного проектирования – относительная ширина  $\bar{b}_3 = \frac{b_3}{D_2}$  и радиальная протяженность  $\bar{D}_4 = \frac{D_4}{D_2}$ . В предлагаемом методе первичного проектирования впервые выбор относительной ширины увязан не с параметрами расчетного

режима, а с обеспечением безотрывного течения на предпомпажном режиме.

**Оценка положения границы помпажа.** В практике расчетов общепринято понимание границы помпажа как режима с максимальным отношением давлений [22]. Граница помпажа соответствует коэффициенту расхода, при котором коэффициент политропного напора  $\Psi_p = \Psi_T - \Psi_w$  (где  $\Psi_w$  – потерянный напор) достигает максимума:

$$\frac{d(\Psi_p)}{d\Phi} = 0. \quad (6)$$

Линейная зависимость  $\Psi_T$  от условного коэффициента  $\Phi$  проанализирована ранее [23]. На рис. 3 показаны напорная характеристика и треугольник скоростей при линейной зависимости  $\Psi_T = f(\Phi)$ , где  $\Phi$  – коэффициент расхода.

В пределах практически используемой части размерной характеристики компрессоров зависимость внутреннего напора от расхода также линейная [16]. Для целей первичного проектирования приемлемо считать функцию  $\Psi_T = f(\Phi)$  также линейной, хотя связь между  $\Phi$  и  $\Phi_2$  не вполне линейная.

При линейной зависимости коэффициента напора от коэффициента расхода

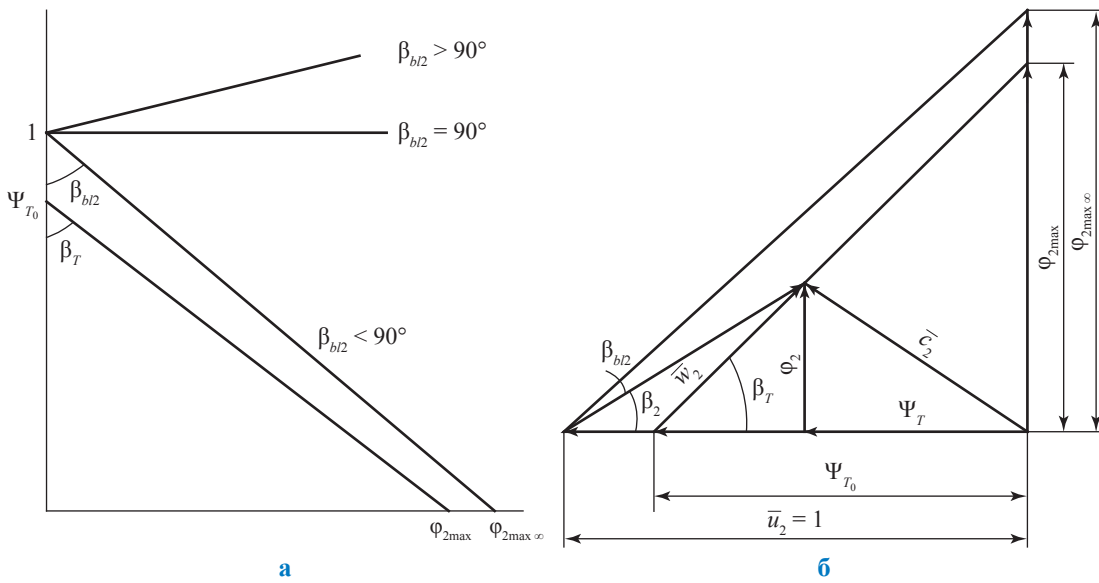
$$\Psi_T = \Psi_{T_0} - (\Psi_{T_0} - \Psi_{T_{расч}}) \frac{\Phi}{\Phi_{расч}}. \quad (7)$$

На основании экспериментальных данных [23] предложена приближенная формула при  $\Psi_{T_{расч}} = 0,40 \dots 0,70$ :

$$\Psi_{T_0} = 0,84 + 0,27(\Psi_{T_{расч}} - 0,40). \quad (8)$$

Связь гидравлического КПД  $\eta_r$  (не учитывающего щелевые потери) с подведенным и потерянным напорами:  $\eta_r = 1 - \frac{\Psi_w}{\Psi_T}$ . Для отношения  $\frac{\Psi_w}{\Psi_{w_{расч}}}$  рекомендовано [24] приближенное выражение:

$$\frac{\Psi_w}{\Psi_{w_{расч}}} = 1 + 8,5 \left( 1 - \frac{\Phi}{\Phi_{расч}} \right)^3. \quad (9)$$



**Рис. 3. Напорная характеристика (а) и треугольник скоростей (б) при линейной зависимости  $\Psi_T = f(\varphi_2)$ :  $w$  – относительная скорость потока;  $\beta$  – угол между относительной скоростью потока и обратным окружным направлением;  $\beta_{bl}$  – выходной угол лопатки;  $\beta_w$  – угол движения потока**

После преобразований и поиска  $\Phi_{кр}$ , соответствующего максимальному значению  $\Psi_{р\max}$ , получаем:

$$\Psi_p = \Psi_{T_0} - \frac{\Psi_{T_0} - \Psi_{T_{расч}}}{\Phi_{расч}} \Phi - \Psi_{T_{расч}} (1 - \eta_{г\ расч}) \left[ 1 + 8,5 \left( 1 - \frac{\Phi}{\Phi_{расч}} \right)^3 \right] \quad (10)$$

и

$$\frac{\Phi_{кр}}{\Phi_{расч}} = 1 - \left[ \frac{\Psi_{T_0} - 1}{17(1 - \eta_{г\ расч})} \right]^{0,5} \quad (11)$$

**Выбор ширины основного участка БЛД.** После расчета отношения  $\Phi_{кр}/\Phi_{расч}$  следует определить, насколько угол выхода потока из РК  $\alpha_{2у}$  уменьшится на границе помпажа. Полученное значение следует сравнить с углом  $\alpha_{3то}$ , при котором в основной части БЛД наступает отрыв («граница отрыва»), и выбрать отношение  $\bar{b}_3$  (где  $b$  – ширина канала в направлении оси ротора), при котором  $\alpha_{3кр} = \alpha_{3то}$ . На рис. 4 показаны отрывное и безотрывное течения в БЛД по результатам CFD-расчетов [25, 26].

Очевидна сильная зависимость критического угла потока, при котором начинается отрыв, от относительной ширины БЛД. Обработка результатов расчетного эксперимента установила следующую зависимость тангенса угла потока на границе отрыва в БЛД, т.е. на границе помпажа:

$$\operatorname{tg} \alpha_{3то} = 0,0875 + 3,5 \bar{b}_3 \quad (12)$$

Угол выхода потока из РК на границе помпажа определяется составляющими треугольника скоростей  $\varphi_{2кр}$ ,  $\Psi_{T_{кр}}$ . Тангенс угла потока на границе помпажа:

$$\operatorname{tg} \alpha_{2кр} = \frac{\Phi_{кр}}{\Phi_{расч}} \frac{\Phi_{расч}}{0,84 + 0,27(\Psi_{T_{расч}} - 0,40) - (0,84 + 0,27(\Psi_{T_{расч}} - 0,40) - \Psi_{T_{расч}}) \frac{\Phi_{кр}}{\Phi_{расч}}} \quad (13)$$

Относительная ширина БЛД, при которой  $\alpha_{2_{\text{пр}}} = \alpha_{2_{\text{то}}}$ :

$$\bar{b}_3 = \frac{-0,0875 + \sqrt{0,00766 + 14\text{tg}\alpha_{2_{\text{то}}}\bar{b}_2}}{7}. \quad (14)$$

**Радиальная протяженность БЛД.** Даже при  $\alpha_2 = 10^\circ$  в узком и длинном диффузорах давление растёт. Очевидно, рациональное отношение  $D_4/D_2$  следует искать совместно с последующим элементом проточной части. Ранее проблема обсуждалась на основании выражения для потери КПД в неподвижных элементах ступени [5].

С увеличением радиальной протяженности БЛД коэффициент потерь растёт, но становится меньше кинетическая энергия на входе в ОНА или улитку. В более длинном ОНА больше потери трения. Анализ параметров разработанного К.В. Солдатовой семейства модельных ступеней 21CV [9] и расчетное исследование методом универсального моделирования позволили предложить для первичного проектирования БЛД ступеней промежуточного типа такое уравнение:

$$\bar{D}_4 = 1,45 + 1,4(\Phi_{\text{расч}} - 0,015)^{0,5}. \quad (15)$$

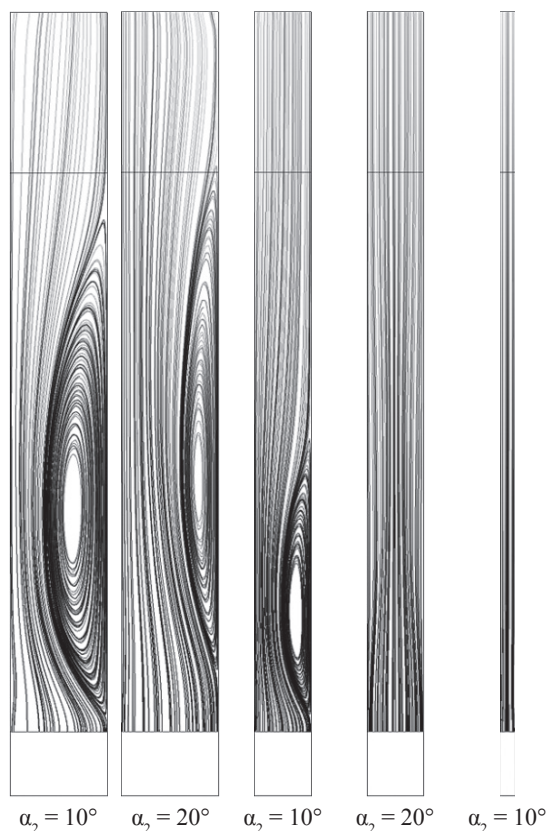
Для концевых ступеней с улитками или выходными сборными камерами радиальная протяженность БЛД ограничивается конструктивными соображениями.

**Первичное проектирование ЛД.** Высота лопаток диффузоров промышленных центробежных компрессоров постоянная, т.е.  $\bar{b}_4 = \bar{b}_3$ , но больше высоты лопаток РК. Потери внезапного расширения компенсируются увеличением гидравлического диаметра каналов. Замедление потока в ЛД при одинаковых радиальных размерах более сильное, чем в БЛД, особенно, если БЛД имеет сужение на входе. В проектах, выполненных методом универсального моделирования, используются ЛД по схеме, показанной на рис. 5.

Особенности ЛД: диффузор одноярусный с постоянной высотой лопаток  $b_4 = b_3 \geq b_2$ , средняя линия лопаток – дуга окружности, лопатки с симметричным двухдуговым профилем (по эффективности такие профили не уступают традиционным крыловым профилям [27]), отношение  $D_3/D_2 = 1,10$ .

При первичном проектировании ЛД должны быть выбраны такие параметры: соотношение высот лопаток ЛД и РК  $b_3/b_2 \geq 1$ ; отношение диаметров  $D_4/D_2$ , если оно не задано из конструктивных соображений; число лопаток ЛД ( $z_{\text{лд}}$ ), входной угол лопаток  $\alpha_{\text{л3}}$ , выходной угол лопаток  $\alpha_{\text{л4}}$ . Оптимальные соотношения получены путем CFD-расчетов ряда ЛД с варьированием параметров проектирования. Методика проектирования была объектом особого внимания. Физическая картина течения согласно CFD-расчету и согласно физической визуализации представлена на рис. 6. Зона отрыва на выпуклой поверхности лопаток диффузора при  $\Phi \approx \Phi_{\text{расч}}$ , визуализированная напылением красителя (см. рис. 6б), очень характерна для этого элемента проточной части.

Изложенная ниже методика расчета ЛД базируется на результатах исследований отечественных ученых, опыте проектной работы



**Рис. 4. Линии тока в меридиональной плоскости БЛД относительной шириной  $b_2/D_2 = \{0,1; 0,057; 0,014\}$  при малых углах потока [25, 26]**

лаборатории газовой динамики турбомашин и CFD-расчетах.

Относительный диаметр начала ЛД:

$$\bar{D}_3 = 1,10. \tag{16}$$

Максимальное отношение  $b_3/b_2$  при условии полного растекания потока в безлопаточном пространстве, рассчитанное по формуле Г.Н. Дена [17]:

$$\left(\frac{b_3}{b_2}\right)_{\text{макс}} = 1 + \frac{0,01625}{b_2}. \tag{17}$$

Оптимальная радиальная протяженность ЛД по результатам CFD-анализа (или согласно техническому заданию):

$$\bar{D}_4 = 1,50. \tag{18}$$

Минимально допустимый угол входа лопаток:

$$\alpha_{\text{л3,мин}} = 12^\circ. \tag{19}$$

Оптимальный угол атаки по результатам CFD-анализа:

$$i_{3,\text{опт}} = -1^\circ. \tag{20}$$

Минимально возможный угол потока на входе в ЛД:

$$\alpha_{3,\text{мин}} = \arctg \left[ \frac{\text{tg}\alpha_2}{\left(\frac{b_3}{b_2}\right)_{\text{макс}}} \right]; \tag{21}$$

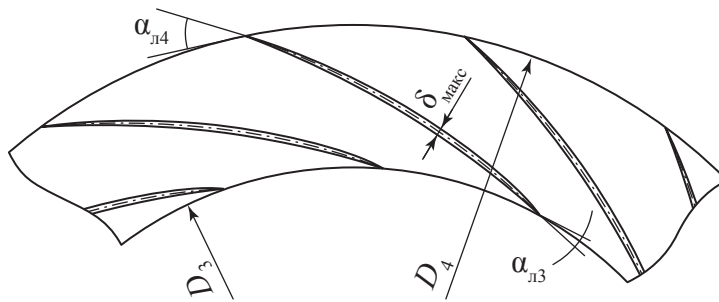


Рис. 5. Размеры ЛД с двухдуговым профилем лопаток:  $\alpha_{\text{л}}$  – угол лопатки ЛД или ОНА;  $\delta_{\text{макс}}$  – максимальная толщина лопатки

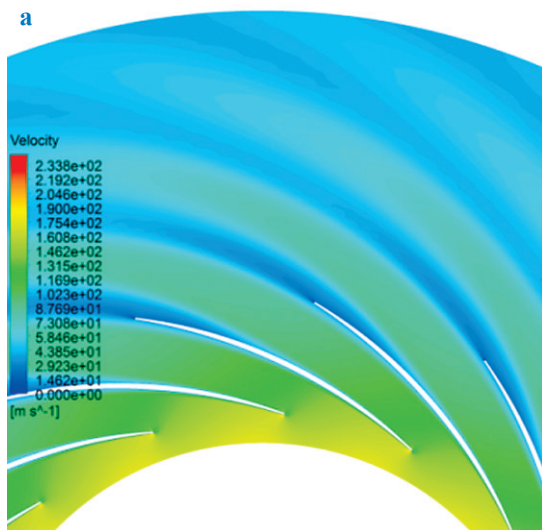


Рис. 6. Структура потока в ЛД: а – по CFD-расчету; б – экспериментальная визуализация [13]

• если  $\alpha_{3_{\min}} \geq \alpha_{л3_{\min}} - i_{3_{\text{отт}}}$ , где  $i_3$  – угол атаки на входе в ЛД, то

$$\frac{b_3}{b_2} = \left( \frac{b_3}{b_2} \right)_{\text{макс}}; \quad (22)$$

$$\text{и } \alpha_{л3} = \alpha_{3_{\min}} + i_{3_{\text{отт}}}; \quad (23)$$

• если  $\alpha_{3_{\min}} < \alpha_{л3_{\min}}$ , то

$$\frac{b_3}{b_2} = \frac{\text{tg} \alpha_3}{\text{tg} \alpha_2} = \frac{\text{tg}(\alpha_{л3_{\min}} - i_{3_{\text{отт}}})}{\text{tg} \alpha_2}, \quad (24)$$

$$\text{и } \alpha_{л3} = \alpha_{л3_{\min}}. \quad (25)$$

Угол выхода лопаток диффузора:

$$\alpha_{л4} = \alpha_{л3} + 0,62(\alpha_{л4_{\text{макс}}} - \alpha_{л3}), \quad (26)$$

где  $\alpha_{л4_{\text{макс}}} = \arccos\left(\frac{D_3}{D_4} \cos \alpha_{л3}\right)$  – угол выхода

прямых лопаток.

Число лопаток ЛД:

$$z_{\text{лд}} = 2,73 \left( \frac{1}{t_{\text{сп}}}_{\text{отт}} \right) \frac{\sin \frac{\alpha_{л3} + \alpha_{л4}}{2}}{\lg \frac{D_4}{D_3}}, \quad (27)$$

где  $\left( \frac{1}{t_{\text{сп}}}_{\text{отт}} \right) = 2,0$ ;  $t_{\text{сп}}$  – средний шаг решетки.

Число  $z_{\text{лд}}$  принимается целым, не равным и не кратным числу лопаток РК.

**Первичное проектирование ОНА.** При формировании метода проектирования использованы результаты, обобщенные в монографии Ю.Б. Галеркина [5], и ряд дополнительных расчетов.

Характерные черты лопаточных аппаратов ОНА согласно методу универсального моделирования:

- форма средней линии лопаток – дуга окружности;

- форма профиля лопаток – двухдуговой профиль с максимальной толщиной в середине профиля, равной  $\delta_{\text{макс}}/D_2 = 0,040$ ;

- выходной угол лопаток  $\alpha_{л6} = 95^\circ$ ;

- число лопаток – четное;

- число спрямляющих лопаток – вдвое меньше числа основных лопаток.

Авторами сопоставлены характеристики КПД и внутреннего напора одной из ступеней семейства 20СЕ [6], полученные в результате многократных испытаний разных

вариантов ступени. В среднем лопаточная решетка «24 лопатки с двухдуговым профилем» повышает КПД ступени на 1,2 %. На стадии первичного проектирования форму ОНА определяют следующие параметры лопаточной решетки: высота лопаток на входе  $\bar{b}_5$ , высота лопаток на выходе  $\bar{b}_6$ , входной угол лопаток  $\alpha_{л5}$ , выходной угол лопаток  $\alpha_{л6}$ , выходной диаметр лопаток  $\bar{D}_6$ , число лопаток  $z_{\text{ОНА}}$ . По опыту проектирования серии модельных ступеней [12, 21] и CFD-расчетам [27], неэффективны лопаточные решетки ОНА с углом входа лопаток менее  $25^\circ$ . Для диапазона ступеней  $\Phi_{\text{расч}} = 0,015 \dots 0,15$  рекомендуются эмпирические формулы:

$$\alpha_{л5}^\circ = 25^\circ + 21,6^\circ (\Phi_{\text{расч}} - 0,015)^{0,35}; \quad (28)$$

$$\frac{\bar{b}_5}{\bar{b}_4} = 1,45 - 0,5 (\Phi_{\text{расч}} - 0,015)^{0,4}; \quad (29)$$

$$z_{\text{ОНА}} = 20 + 12 (\Phi_{\text{расч}} - 0,015)^{0,35}. \quad (30)$$

При таком подходе к первичному проектированию открытым остается вопрос об угле атаки на расчетном режиме  $i_{5_{\text{расч}}} = \alpha_{л5} - \alpha_5$ . Расчеты показали, что угол атаки на расчетном режиме для высокорасходных ступеней равен  $+4^\circ \dots +5^\circ$ . Для малорасходных ступеней он увеличивается до  $+10^\circ$ . Это не мешает эффективной работе ступеней на режимах с расходом меньше расчетного.

Высота лопаток на выходе определяется из условия обязательного ускорения потока в выходном кольцевом конфузоре (ВКК) не менее 15 % и необходимости плавного поворота потока в ВКК [5]:

$$\bar{b}_6 = 0,417 [(\bar{D}_0^2 + 1,38(\bar{D}_0^2 - \bar{D}_{\text{гр}}^2))^{0,5} - \bar{D}_0]. \quad (31)$$

Диаметр окончания лопаток ОНА

$$\bar{D}_6 = \bar{D}_0 + 2\bar{R}_{s6} = \bar{D}_0 + 2 \frac{R_{s6}}{b_6} \bar{b}_6 = \bar{D}_0 + 1,2\bar{b}_6, \quad (32)$$

где  $R_s$  – радиус закругления покрывающего диска РК.

**Возможности метода первичного проектирования.** Пример быстрого анализа эффективности ступеней с разными параметрами проектирования демонстрируют приводимые ниже данные расчета ступеней для  $\Phi_{\text{расч}} = \{0,015; 0,025; 0,045; 0,0625; 0,080\}$ .

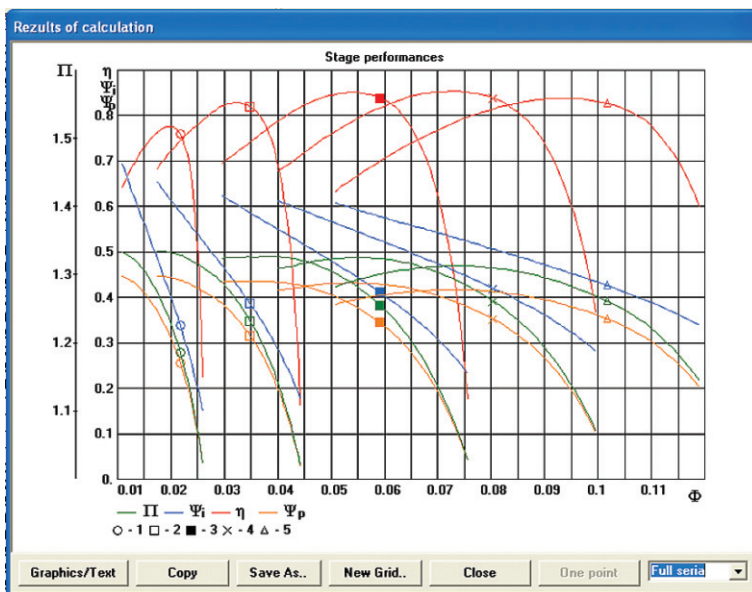


Рис. 7. Программа ОПТИМ2, первичное проектирование. Серия ступеней с разными значениями  $\Phi_{расч}$ : 1 – 0,015; 2 – 0,025; 3 – 0,045; 4 – 0,0625; 5 – 0,080 (см. нижнюю строку легенды)

Остальные параметры проектирования для всех ступеней одинаковы:  $\Psi_{T,расч} = 0,050$ ,  $\bar{D}_{вт} = 0,350$ ,  $M_u = 0,70$ , условное число Рейнольдса (по  $u_2$ )  $Re_u = 6000000$ ,  $k = 1,40$ . На рис. 7 представлены характеристики КПД, коэффициента внутреннего напора ( $\Psi_i$ ), коэффициента политропного напора и отношения давлений серии ступеней (в легенде  $\pi^*$  обозначено через  $\Pi$ ).

После оптимизации формы и соотношения размеров проточной части при окончательном проектировании КПД может быть увеличен. Но для сравнительной оценки приводимые данные представляются достаточными. Влияние  $\Phi_{расч}$  на характеристики ступеней носит закономерный характер. КПД достигает максимума при таком  $\Phi_{расч}$ , когда снижение потерь трения с ростом гидравлического диаметра каналов перестает компенсировать рост потерянного напора в результате увеличения роста скоростей потока в РК и в неподвижных элементах.

### Особенности 9-й версии метода универсального моделирования

В сквозной системе после первичного проектирования оптимизация основных размеров проточной части и расчет газодинамических характеристик компрессора осуществляются 9-й версией модели. Для расчета характеристик компрессора используются математические модели КПД и коэффициента внутреннего напора. В 9-й версии обе модели отличаются от предыдущих. Общий вид формулы (приводится схематично) для расчета статического КПД РК демонстрирует схожие черты моделей метода универсального моделирования и особенности 9-й модели КПД:

$$\eta_{1-2} = \frac{1 - \lambda_{u0}^2 \left[ \sum_{i=1}^8 (\zeta_{fr,bl,i} + \zeta_{mix,i}) \bar{w}_i^{n2} + \zeta_{mix,b3/b2} \bar{w}_1^{n2} + \zeta_{hss,i=1} \bar{w}_{i=1}^{n2} + \zeta_{hss,i=8} \bar{w}_{i=8}^{n2} + \sum_{i=1}^8 (\zeta_{in,i} \bar{w}_{i1}^{n2}) + 2\Psi_T (\beta_{lk} + \beta_{fr}) \right]}{\frac{2k}{k+1} \lambda_{u0}^2 (\phi_1 - \Psi_i)} \quad (33)$$

Сама структура формулы вытекает из известной связи КПД с показателями политропы и энтропии. Как и во всех моделях метода, отдельно рассчитываются потери трения, смешения, ударные потери, потери на лопатках (на обеих поверхностях отдельно) и на ограничивающих поверхностях. Коэффициенты потерь – это алгебраические уравнения с экспериментальными коэффициентами. В качестве аргументов выступают градиенты скоростей в направлении движения и по нормали к поверхностям проточной части. Особенность 9-й модели для РК в том, что профильные потери рассчитываются на восьми осесимметричных поверхностях тока. Это приближает геометрическую модель колеса при расчете КПД к реальной проточной части.

На рис. 3 (см. ранее) слева показана линейная характеристика  $\Psi_T = f(\varphi_2)$ , на которой основана модель напора в 9-й версии [23]. Два параметра определяют протекание напорной характеристики:

$$\Psi_T = \Psi_{T0} - \varphi_2 \cos \beta_T, \quad (34)$$

$$\beta_T^0 = 10,9655 \left( \frac{b_2}{b_1} \right)^2 + 17,4802 \left( \frac{l}{t} \right)^{0,4} + 18,22 \bar{b}_2^{0,5} - 5,702 \left( \frac{b_2}{b_1} \right)^{0,8}, \quad (35)$$

$$\Psi_{T0} = 1 - 0,0479 \left( \frac{l}{t} \right)^{0,9} - 0,0025 \left( \frac{b_2}{b_1} \right)^2 + 0,0255 \left( \frac{\beta_{bl2}}{40} \right)^{0,7} - 3,7462 \bar{b}_2^{1,5}, \quad (36)$$

где  $l$  – высота лопатки;  $t$  – шаг решетки (расстояние между лопатками).

Взамен хорошо зарекомендовавшей себя, но сложной математической модели БЛД прежних версий введена модель на основе обобщения расчетного CFD-эксперимента [25, 26]. Для расчета параметров на выходе из БЛД достаточно знать коэффициент потерь и угол потока на выходе из БЛД. Предложены также аппроксимирующие зависимости [28].

Коэффициент потерь БЛД:

$$\zeta = a \alpha^b, \quad (37)$$

где  $\lambda_{c2}$  – скоростной коэффициент.

$$\begin{aligned} a &= c \left( \frac{b_2}{D_2} \right)^2 + d \frac{b_2}{D_2} + e; & b &= f \left( \frac{b_2}{D_2} \right)^2 + g \frac{b_2}{D_2} + h; \\ c &= 2312,7 \lambda_{c2}^2 - 2234,9 \lambda_{c2} + 830,63; & f &= -124,32 \lambda_{c2}^2 + 186,87 \lambda_{c2} - 17,242; \\ d &= -207,36 \lambda_{c2}^2 + 266,98 \lambda_{c2} - 88,333; & g &= 19,241 \lambda_{c2}^2 - 29,915 \cdot \lambda_{c2} - 3,3289; \\ e &= 6,4922 \lambda_{c2}^2 - 6,9342 \lambda_{c2} + 3,5363; & h &= -0,6906 \lambda_{c2}^2 + 0,6577 \lambda_{c2} - 0,527. \end{aligned}$$

Угол выхода потока из БЛД:

$$\alpha_4 = \alpha_2 + a \alpha_2^2 + b \alpha_2 + c, \quad (38)$$

где

$$\begin{aligned} a &= d \lambda_{c2} + e; & g &= 0,0563 \ln \left( \frac{b_2}{D_2} \right) + 0,3345; \\ d &= 0,0013 \ln \left( \frac{b_2}{D_2} \right) + 0,01; & c &= h \lambda_{c2} + i; \\ e &= -0,0021; & h &= 2,208 \ln \left( \frac{b_2}{D_2} \right) + 9,7999; \\ b &= f \lambda_{c2} + g; & i &= -5,137 \ln \left( \frac{b_2}{D_2} \right) - 13,136. \\ f &= -0,13 \ln \left( \frac{b_2}{D_2} \right) - 0,9844; \end{aligned}$$

В прежних версиях математической модели расчет коэффициентов сжатия  $\varepsilon = \frac{p}{p^*}$  выполнял-

ся итерационно, что при достаточно сложной общей структуре модели значительно увеличивает продолжительность процесса. В исключительных случаях возникают проблемы сходимости. В 9-й версии расчеты параметров потока в контрольных сечениях делаются на основании газодинамической функции плотности тока  $q(\lambda)$  [29].



## Оптимизация проточной части и расчет характеристик

После вариантного расчета и первичного проектирования:

- по программе ЗДМ.023 анализируются диаграммы скоростей лопаточных аппаратов РК и, при необходимости, вносятся коррективы;
- рассчитываются газодинамические характеристики первичного проекта, анализируются параметры потока в контрольных сечениях и вносятся коррективы в основные размеры проточной части;
- рассчитывается семейство характеристик спроектированного компрессора или ступени.

Описанный процесс одинаков и для отдельной ступени, и для многоступенчатого компрессора, где все ступени оптимизируются последовательно. Поэтому для примера ниже приведен процесс проектирования одной ступени промежуточного типа с ОРК и ЛД. Ее параметры и размеры после предварительного проектирования показаны на рис. 8.

Нажатие кнопки «Записать размеры для ЗДМ» формирует файлы, нужные для расчета диаграмм скоростей невязкого квазитрехмерного потока на лопатках РК. Достоинства предварительного проекта лопаточного аппарата:

- коэффициент теоретического напора соответствует заданному значению;
- общий характер обтекания удовлетворяет требованиям, сформулированным Ю.Б. Галеркиным [5].

Недостаток предварительного проекта – проходное сечение на входе в решетку немного меньше нужного, поэтому на периферии лопатки имеет место пик скоростей, соответствующий отрицательному углу атаки.

В окончательном проекте для устранения отрицательного угла атаки оказалось достаточно незначительно увеличить диаметр входа  $\bar{D}_0$ . По данным А.А. Дроздова [10], целесообразно выровнять циркуляцию скорости на разных осесимметричных поверхностях тока. Это сделано за счет переменной величины выходного угла  $\beta_{л2}$  с увеличением от основного диска к покрывающему. Для уменьшения неравномерности меридионального потока лопатки немного наклонены в сторону, противоположную направлению вращения.

Расчеты характеристик по программе «ОПТИМ 2» показали, что корректировка основных размеров неподвижных элементов не требуется. Изменение размеров ОРК увеличило КПД в расчетной точке всего на 0,2 %. Более важно то, что корректировка размеров РК обеспечивает безударное обтекание лопаток ОРК на периферийной осесимметричной поверхности тока. Таково требование к расчетному режиму в методе универсального моделирования.

Заказчики проекта нуждаются в информации о параметрах работы компрессора на режимах, отличных от расчетного. Для компрессоров с газотурбинным приводом обычно

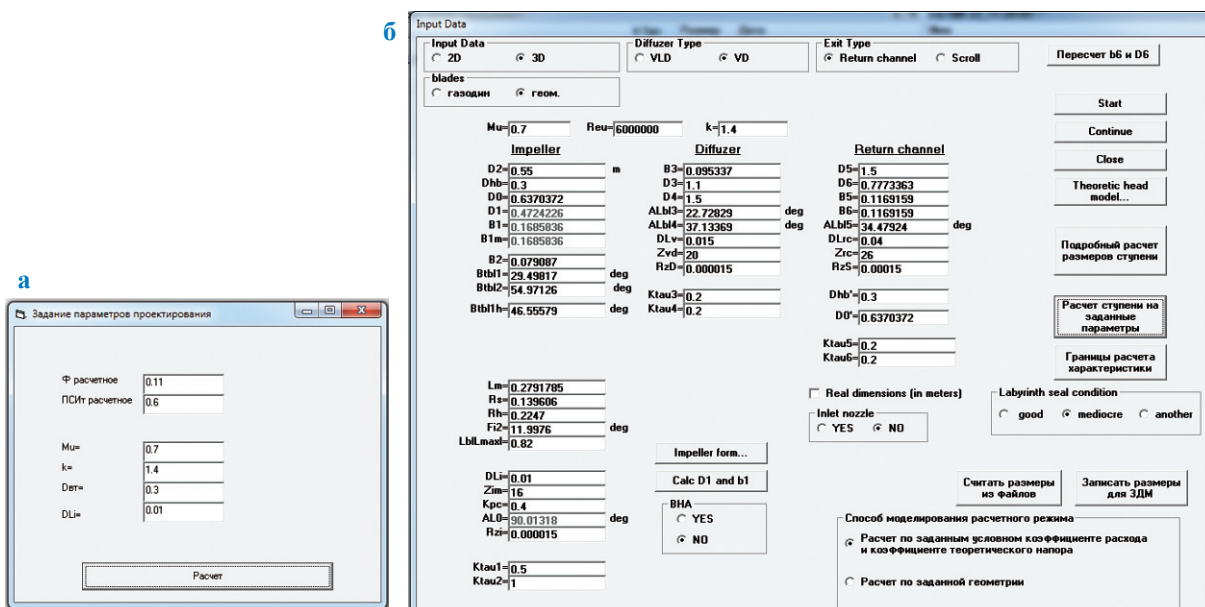


Рис. 8. Программа «ОПТИМ 2». Модельная ступень промежуточного типа с ОРК и ЛД: а – параметры проектирования; б – размеры после первичного проектирования

требуется рассчитать семейство характеристик в диапазоне оборотов ротора  $(0,7 \dots 1,05)n_{\text{расч}}$ . Программы метода универсального моделирования предоставляют возможность расчета семейства характеристик при изменении любого из начальных параметров: давления  $p_n^*$ , температуры  $T_n^*$ ,  $k$ , радиуса кривизны покрывного диска  $R$ ,  $n$ . При расчете безразмерных характеристик ступени количество переменных уменьшается до двух.

На максимальный КПД ступени и КПД левее расчетной точки показатель изоэнтропии не влияет. При большем  $k$  больше отношение давлений. При этом КПД правее расчетной точки становится меньше из-за более сильного рассогласования безударных режимов ОРК и ЛД.

### Виртуальный двойник проточной части компрессора

Современные вычислительные технологии широко внедряются в процессы производства и изготовления высокотехнологичной продукции. Происходит постепенный отказ от изготовления чертежей в сторону разработки 3D моделей объектов, их виртуальных испытаний и последующей передачи на изготовление. Все это приводит к необходимости соответствующего усовершенствования пакета программ метода универсального моделирования. Возникла потребность автоматизированной передачи рассчитанных размеров и формы проточной части в программы построения 3D-моделей.

Они могут быть использованы при проведении CFD-расчетов течения газа в проточной части или прочностных расчетов. Размеры и форма отдельных элементов проточной части может передаваться на станки с числовым программным управлением для последующего

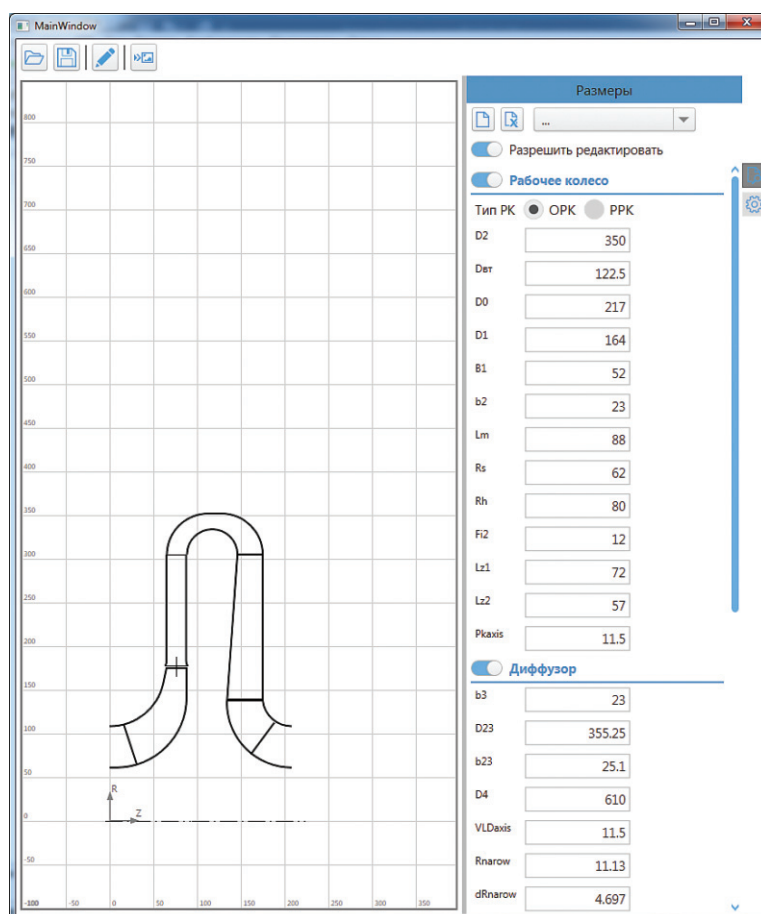
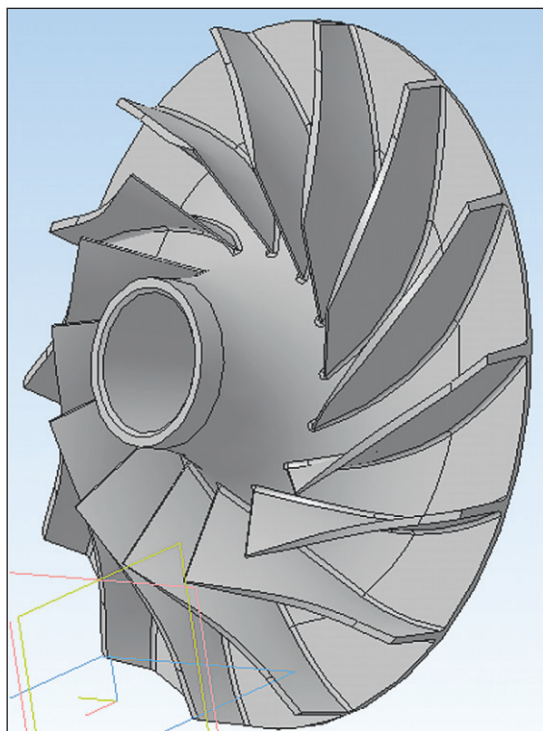


Рис. 9. Программа «Цифровой двойник центробежной компрессорной ступени»: меридиональный вид проточной части центробежной компрессорной ступени промежуточного типа и ее размеры (см. далее)



**Рис. 10. Пример твердотельной модели спроектированного РК**

изготовления. Такое цифровое описание спроектированного объекта называется виртуальным двойником проточной части.

После окончания проектирования в меню (рис. 8) следует нажать кнопку «Подробный расчет размеров ступени». Для всех размеров, определяющих форму проточной части, имеются соответствующие формулы, по которым в программе «ОПТИМ 2» выполняется расчет и представляется графическое изображение проточной части.

Рассчитанные размеры передаются в программу «Цифровой двойник центробежной компрессорной ступени», которая производит графическую визуализацию спроектированного компрессора или отдельных его ступеней. У пользователя остается возможность вносить корректировки в размеры элементов проточной части с целью соблюдения возможных ограничений габаритов изделия. На рис. 9 (см. с. 105) показан пример графического изображения центробежной компрессорной ступени и таблицы с ее размерами.

Далее в программе «3D-компрессор» создается 3D-модель проточной части, которую возможно использовать при проведении CFD-расчетов (рис. 10).

\*\*\*

Многолетнее развитие метода универсального моделирования привело к появлению связанной системы оптимального газодинамического проектирования промышленных центробежных компрессоров. В 9-й версии метода сквозное проектирование осуществлено благодаря комплексу работ по всем аспектам процесса. Развита программа первичного проектирования центробежных компрессоров, улучшены математические модели расчета потерь напора в проточной части центробежных компрессорных ступеней, результаты расчетов методом универсального моделирования связаны с квазитрехмерными расчетами лопаточных решеток РК, созданы программы построения чертежей и твердотельных моделей спроектированных компрессоров, а также программа «Цифровой двойник центробежной компрессорной ступени».

*Работа выполнена при поддержке гранта Президента Российской Федерации для молодых кандидатов наук МК-1893.2020.8.*

### Список литературы

1. Лунев А.Т. Структура метода проектирования и испытания проточной части нагнетателей для перекачивания природного газа / А.Т. Лунев // Компрессорная техника и пневматика. – 2001. – № 10. – С. 4–7.
2. Лунев А.Т. Разработка высокоэффективных сменных проточных частей центробежных компрессоров газоперекачивающих агрегатов: дис. ... к.т.н. / А.Т. Лунев. – Казань, 2005. – 123 с.
3. Japikse D. Design system development for turbomachinery (turbo pump) designs and a decade beyond / D. Japikse // JANNAF Conference, Cleveland, Ohio, July 15–17, 1998. – С. 263–275.
4. Japikse D. Effective two-zone modeling of diffusers and return channel systems for radial and mixed-flow pumps and compressors / D. Japikse, J. Bitter // 11<sup>th</sup> International symposium on transport phenomena and dynamics of rotating machinery. – Honolulu, 2006. – Т. 2. – С. 511–520.
5. Галеркин Ю.Б. Турбокомпрессоры. Рабочий процесс, расчет и проектирование проточной части / Ю.Б. Галеркин. – М.: Информационно-издательский центр «КХТ», 2010. – 596 с.
6. Труды научной школы компрессоростроения СПбГПУ / под ред. Ю.Б. Галеркина. – СПб.: СПбГПУ, 2010.

7. Васильев Ю.С. Высокоэффективные центробежные компрессоры нового поколения. Научные основы расчета, разработка методов оптимального проектирования и освоение производства / Ю.С. Васильев, П.И. Родионов, М.И. Соколовский // Наука и промышленность России. – 2000. – № 10–11. – С. 78–85.
8. Галеркин Ю.Б. Развитие научной школы турбокомпрессоростроения ЛПИ – СПбПУ Петра Великого, результаты сотрудничества с компрессоростроителями / Ю.Б. Галеркин, А.Ф. Рекстин, К.В. Солдатова и др. // 17-я Международная научно-техническая конференция, Казань, май 2017 г. – С. 19–29.
9. Солдатова К.В. Создание новой математической модели проточной части центробежных компрессоров и базы данных модельных ступеней: дис. ... д.т.н. / К.В. Солдатова. – СПб., 2017. – 357 с.
10. Дроздов А.А. Метод проектирования центробежных компрессоров с осердиальными рабочими колесами: дис. ... к.т.н. / А.А. Дроздов. – СПб.: СПбПУ, 2016. – 236 с.
11. Рекстин А.Ф. Особенности моделирования газодинамических характеристик центробежных компрессоров турбодетандерных агрегатов / А.Ф. Рекстин, В.Б. Семеновский, К.В. Солдатова и др. // Компрессорная техника и пневматика. – 2018. – № 1. – С. 13–20.
12. Рекстин А.Ф. Вариантные расчеты промышленных центробежных компрессоров на основе упрощенной математической модели / А.Ф. Рекстин, Б.В. Бакаев // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2018. – Т. 24. – № 4. – С. 24–38. – DOI: 10.18721/JEST.24403.
13. Селезнев К.П. Центробежные компрессоры / К.П. Селезнев, Ю.Б. Галеркин. – Л.: Машиностроение, 1982. – 271 с.
14. Попова Е.Ю. Оптимизация основных параметров ступеней турбомашин на основе математического моделирования: дис. ... к.т.н. / Е.Ю. Попова. – СПб.: СПбГПУ, 1991.
15. Рекстин А.Ф. Анализ эффективности центробежных компрессорных ступеней с помощью приближенных алгебраических уравнений / А.Ф. Рекстин, Е.Ю. Попова, А.А. Уцеховский // Компрессорная техника и пневматика. – 2018. – № 1. – С. 33–40.
16. Рис В.Ф. Центробежные компрессорные машины / В.Ф. Рис. – Л.: Машиностроение, 1964. – 336 с.
17. Ден Г.Д. Механика потока в центробежных компрессорах / Г.Д. Ден. – М.: Машиностроение, 1973. – 272 с.
18. Шнепп В.Б. Конструкция и расчет центробежных компрессорных машин / В.Б. Шнепп. – М.: Машиностроение, 1995. – 240 с.
19. Лившиц С.П. Аэродинамика центробежных компрессорных машин / С.П. Лившиц. – М.-Л.: Машиностроение, 1966. – 340 с.: ил.
20. Рекстин А.Ф. Особенности первичного проектирования малорасходных центробежных компрессорных ступеней / А.Ф. Рекстин, Ю.Б. Галеркин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2018. – Т. 20. – № 2. – С. 43–54. – DOI: 10.15593/2224-9877/2018.2.06.
21. Рекстин А.Ф. Верификация упрощенной математической модели центробежных компрессорных ступеней / А.Ф. Рекстин, К.В. Солдатова, Ю.Б. Галеркин // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2018. – № 9(702). – С. 44–56. – DOI: 10.18698/0536-1044-2018-9-44-56.
22. Sorokes J.M. Sidestream optimization through the use of computational fluid dynamics and model testing / J.M. Sorokes, D.A. Nye, N. D'Orsi, et al. // Proc. of the 29<sup>th</sup> Turbomachinery Symposium. – 2000. – DOI: 10.21423/R1QS8R. – <https://pdfs.semanticscholar.org/41bb/e5276f815bd3c1335a78ec3dc8ba1d0152b3.pdf> ?\_ga= 2.213176855.2072373788.1593339497-1550708036.1593339497
23. Галеркин Ю.Б. Альтернативный способ расчета характеристики коэффициента теоретического напора центробежного компрессорного колеса / Ю.Б. Галеркин, А.Ф. Рекстин, К.В. Солдатова и др. // Компрессорная техника и пневматика. – 2016. – № 6. – С. 11–19.
24. Галеркин Ю.Б. Вопросы проектирования проточной части центробежных компрессоров природного газа / Ю.Б. Галеркин // Компрессорная техника и пневматика в XXI веке: труды Международной научно-технической конференции по компрессоростроению, 15–17 сентября 2004 г. – Сумы, Украина: СумГУ, 2004. – Т. 2. – С. 166–188.
25. Галеркин Ю.Б. Совершенствование методов расчета безлопаточных диффузоров центробежных компрессорных ступеней на основе вычислительных экспериментов. Ч. 1 / Ю.Б. Галеркин, О.А. Соловьёва // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 3. – С. 35–41.

26. Галеркин Ю.Б. Совершенствование методов расчета безлопаточных диффузоров центробежных компрессорных ступеней на основе вычислительных экспериментов. Ч. 2 / Ю.Б. Галеркин, О.А. Соловьёва // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 4. – С. 15–21.
27. Маренина Л.Н. CFD-моделирование и анализ характеристик неподвижных элементов прочной части центробежной компрессорной ступени / Л.Н. Маренина // Компрессорная техника и пневматика. – 2016. – № 3. – С. 27–35.
28. Соловьёва О.А. Математическая модель для расчета газодинамических характеристик и оптимизации безлопаточных диффузоров центробежных компрессорных ступеней: дис. ... к.т.н. / О.А. Соловьёва. – СПб.: СПбПУ, 2018. – 162 с.
29. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика / Г.Н. Абрамович. – 4-е изд., испр. и дополнен. – М.: Наука, главная редакция физ.-мат. лит., 1976. – 888 с.

## Design of centrifugal compressors by means of a universal modelling method

Yu.B. Galerkin<sup>1</sup>, A.F. Reksin<sup>1\*</sup>, A.A. Drozdov<sup>1</sup>, K.V. Soldatova<sup>1</sup>, O.A. Solovyeva<sup>1</sup>, Ye.Yu. Popova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Bld. 29, Polytekhnikeskaya street, St. Petersburg, 195251, Russian Federation

\* E-mail: reksin2k7@mail.ru

**Abstract.** Authors suggest an end-to-end design system of the closed computer software. Its application results in a family of gas-dynamic compressor characteristics and a solid model of its flow channel. Two major stages of design procedure are considerably perfected, namely the initial one, and the final one including the election of an optimal solution.

**Keywords:** centrifugal compressor, design of gas dynamic characteristics, performance factor, computer simulation.

### References

- LUNEV, A.T. Structure of a method for designing and testing flow channels of pressurizers aimed at pumping natural gas [Struktura metoda proyektirovaniya i ispytaniya protochnoy chasti nagnetateley dlya perekachivaniya prirodnogo gaza]. *Kompressorная Tekhnika i Pnevmatika*, 2001, no. 10, pp. 4–7. ISSN 2413-3035. (Russ.)
- LUNEV, A.T. *Creation of high-efficient removable flow channels for centrifugal compressors of gas transmittal units* [Razrabotka vysokoeffektivnykh smennykh protochnykh chastey tsentrobezhnykh kompressorov gazoperekachivayushchikh agregatov]. Candidate thesis (engineering). Kazan, Russia, 2005. (Russ.)
- JAPIKSE, D. Design system development for turbomachinery (turbopump) designs and a decade beyond. In: *JANNAF Conference, Cleveland, Ohio, July 15–17, 1998*, pp. 263–275.
- JAPIKSE, D., J. BITTER. Effective two-zone modeling of diffusers and return channel systems for radial and mixed-flow pumps and compressors. In: *11<sup>th</sup> International symposium on transport phenomena and dynamics of rotating machinery*, Honolulu, 2006, vol. 2, pp. 511–520.
- GALERKIN, Yu.B. *Turbine compressors. Operation, calculation and design of a flow channel* [Turbokompressor. Rabochniy protsess, raschet i proyektirovaniye protochnoy chasti]. Moscow: Informatsionno-izdatelskiy tsentr “KKhT”, 2010. (Russ.)
- GALERKIN, Yu.B. (ed.). *Proceedings of the St. Petersburg State Polytechnic University scientific thought on compressor engineering* [Trudy nauchnoy shkoly kompressorostroyeniya SPbGPU]. St. Petersburg: St. Petersburg State Polytechnic University, 2010. (Russ.)
- VASILYEV, Yu.S., P.I. RODIONOV, M.I. SOKOLOVSKIY. High-performance new-generation centrifugal compressors. Scientific principals of computing, development of methods for optimal designing and mastering of commercial production [Vysokoeffektivnyye tsentrobezhnyye kompressory novogo pokoleniya. Nauchnyye osnovy rascheta, razrabotka metodov optimalnogo proyektirovaniya i osvoyeniye proizvodstva]. *Nauka i Promyshlennost Rossii*, 2000, no. 10–11, pp. 78–85. (Russ.)
- GALERKIN, Yu.B., A.F. REKSTIN, K.V. SOLDATOVA, et al. Evolution of the turbine compressor engineering school at the Leningrad Polytechnic Institute – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, results of collaboration with compressor engineers [Razvitiye nauchnoy shkoly turbokompressorostroyeniya LPI – SPbPU Petra Velikogo, rezultaty sotrudnichestva s kompressorostroitelyami]. In: *Proc. of the 17<sup>th</sup> International scientific-technical conference*, Kazan, May 2017, pp. 19–29. (Russ.)
- SOLDATOVA, K.V. *Creation of a new mathematical model for flow channels of centrifugal compressors and a data base of pattern cascades* [Sozdaniye novoy matematicheskoy modeli protochnoy chasti tsentrobezhnykh kompressorov i bazy dannykh modelnykh stupeney]. Dr. thesis (engineering). Kazan National Research Technological University. St. Petersburg, 2017. (Russ.)

10. DROZDOV, A.A. *A method for designing centrifugal compressors with axial-radial blade wheels* [Metod proyektirovaniya tsentrobezhnykh kompressorov s oseradialnymi rabochimi kolesami]. Candidate thesis (engineering). Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. St. Petersburg, 2016. (Russ.).
11. REKSTIN, A.F., V.B. SEMENOVSKIY, K.V. SOLDATOVA, et al. Specifics of simulating gas-dynamic characteristics of centrifugal compressors for turbo-expanding assemblies [Osobennosti modelirovaniya gazodinamicheskikh kharakteristik tsentrobezhnykh kompressorov turbodetandernykh agregatov]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2018, no. 1, pp. 13–20. ISSN 2413-3035. (Russ.).
12. REKSTIN, A.F., B.V. BAKAYEV. Alternate designing of industrial centrifugal compressors using a simplified mathematical model [Variantnyye raschety promyshlennykh tsentrobezhnykh kompressorov na osnove uproshchennoy matematicheskoy modeli]. *Nauchno-tekhnicheskiye vedomosti SPbPU. Yestestvennyye i Inzhenernyye Nauki*, 2018, vol. 24, no. 4, pp. 24–38. ISSN 2542-1239. (Russ.). DOI: 10.18721/JEST.24403.
13. SELEZNEV, K.P., Yu.B. GALERKIN. *Centrifugal compressors* [Tsentrobezhnyye kompressory]. Leningrad: Mashinostroyeniye, 1982. (Russ.).
14. POPOVA, Ye.Yu. *Optimization of the major parameters of turbine cascades using mathematical simulation* [Optimizatsiya osnovnykh parametrov stupeney turbomashin na osnove matematicheskogo modelirovaniya]. Candidate thesis (engineering). State Technical University. St. Petersburg: St. Petersburg State Polytechnic University, 1991. (Russ.).
15. REKSTIN, A.F., Ye.Yu. POPOVA, A.A. UTSEKHOVSKIY. Analysis of efficiency of centrifugal compressor stages using approximate algebraic equations [Analiz effektivnosti tsentrobezhnykh kompressornykh stupeney s pomoshchyu priblizhennykh algebraicheskikh uravneniy]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2018, no. 1, pp. 33–40. ISSN 2413-3035. (Russ.).
16. RIS, V.F. *Centrifugal compressor machines* [Tsentrovezhnyye kompressornyye mashiny]. Leningrad: Mashinostroyeniye, 1964. (Russ.).
17. DEN, G.D. *Flow mechanics in centrifugal compressors* [Mekhanika potoka v tsentrobezhnykh kompressorakh]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1973. (Russ.).
18. SHNEPP, V.B. *Construction and design of centrifugal compressor machines* [Konstruktsiya i raschet tsentrobezhnykh kompressornykh mashin]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1995. (Russ.).
19. LIVSHITS, S.P. *Aerodynamics of centrifugal compressor machines* [Aerodinamika tsentrobezhnykh kompressornykh mashin]. Moscow-Leningrad: Mashinostroyeniye, 1966. (Russ.).
20. REKSTIN, A.F., Yu.B. GALERKIN. Specifics of prime designing low-power centrifugal compressor stages [Osobennosti pervichnogo proyektirovaniya maloraskhodnykh tsentrobezhnykh kompressornykh stupeney]. *Vestnik Permskogo Natsionalnogo Issledovatel'skogo Politekhnicheskogo Universiteta*, 2018, vol. 20, no. 2, pp. 43–54. ISSN 2224-9354. (Russ.). DOI: 10.15593/2224-9877/2018.2.06.
21. REKSTIN, A.F., K.V. SOLDATOVA, Yu.B. GALERKIN. Verification of a simplified mathematical model of centrifugal compressor stages [Verifikatsiya uproshchennoy matematicheskoy modeli tsentrobezhnykh kompressornykh stupeney]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Mashinostroyeniye*, 2018, no. 9(702), pp. 44–56. ISSN 0536-1044. (Russ.). DOI: 10.18698/0536-1044-2018-9-44-56.
22. SOROKES, J.M., D.A. NYE, N. D'ORSI, et al. Sidestream optimization through the use of computational fluid dynamics and model testing [online]. In: *Proc. of the 29<sup>th</sup> Turbomachinery Symposium*, 2000. DOI:10.21423/R1QS8R. Available from: [https://pdfs.semanticscholar.org/41bb/e5276f815bd3c1335a78ec3de8ba1d0152b3.pdf?\\_ga=2.213176855.2072373788.1593339497-1550708036.1593339497](https://pdfs.semanticscholar.org/41bb/e5276f815bd3c1335a78ec3de8ba1d0152b3.pdf?_ga=2.213176855.2072373788.1593339497-1550708036.1593339497)
23. GALERKIN, Yu.B., A.F. REKSTIN, K.V. SOLDATOVA, et al. Alternative way to calculate a factor of theoretical head for a centrifugal compressor wheel [Alternativnyy sposob rascheta kharakteristiki koeffitsiyenta teoreticheskogo napora tsentrobezhnogo kompressornogo koleasa]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2016, no. 6, pp. 11–19. ISSN 2413-3035. (Russ.).
24. GALERKIN, Yu.B. Design challenges of flow channels for centrifugal natural gas compressors [Voprosy proyektirovaniya protochnoy chasti tsentrobezhnykh kompressorov prirodnogo gaza]. In: *Compressing machinery and pneumatics in 21<sup>st</sup> century* [Kompressornaya tekhnika i pnevmatika v XXI veke]: proc. of the International scientific-technical conference on compressor engineering, September 15–17 2004. Sumy, Ukraine: Sumy State University, 2004, vol. 2, pp. 166–188. (Russ.).
25. GALERKIN, Yu.B., O.A. SOLOVYEVA. Perfection of methods for designing vaneless diffusers of centrifugal compressor stages using computing experiments [Sovershenstvovaniye metodov rascheta bezlopatochnykh diffuzorov tsentrobezhnykh kompressornykh stupeney na osnove vychislitelnykh eksperimentov]. Pt. 1. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2014, no. 3, pp. 35–41. ISSN 2413-3035. (Russ.).
26. GALERKIN, Yu.B., O.A. SOLOVYEVA. Perfection of methods for designing vaneless diffusers of centrifugal compressor stages using computing experiments [Sovershenstvovaniye metodov rascheta bezlopatochnykh diffuzorov tsentrobezhnykh kompressornykh stupeney na osnove vychislitelnykh eksperimentov]. Pt. 2. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2014, no. 4, pp. 15–21. ISSN 2413-3035. (Russ.).

27. MARENINA, L.N. CFD-simulation and analysis of characteristics of fixed elements in a flow channel of a centrifugal compressor stage [CFD-modelirovaniye i analiz kharakteristik nepodvizhnykh elementov protochnoy chasti tsentrobezhnoy kompressornoj stupeni]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2016, no. 3, pp. 27–35. ISSN 2413-3035. (Russ.).
28. SOLOVYEVA, O.A. *Mathematical model for calculation of gas-dynamic characteristics and optimization of vaneless diffusors for centrifugal compressor stages* [Matematicheskaya model dlya rascheta gazodinamicheskikh kharakteristik i optimizatsii bezlopatochnykh diffuzorov tsentrobezhnykh kompressornykh stupeny]. Candidate thesis (engineering). St. Petersburg: Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 2018. (Russ.).
29. ABRAMOVICH, G.N. *Applied gas dynamics* [Prikladnaya gazovaya dinamika]. 4<sup>th</sup> ed., revised. Moscow: Nauka, Chief editorial office of physical-mathematical literature, 1976. (Russ.).

УДК 622.641.4:001.891.57

## Моделирование работы струйного технологического оборудования компрессорной станции на примере многозвенного аппарата – смесителя диффузор-конфузорного типа

А.А. Курбангалеев<sup>1\*</sup>, С.Р. Еникеева<sup>1</sup>, С.А. Лившиц<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Казанский национальный исследовательский технологический университет, Российская Федерация, 420015, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Карла Маркса, д. 68

<sup>2</sup> Казанский государственный энергетический университет, Российская Федерация, 420066, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51

\* E-mail: arturkurbangaleev@rambler.ru

### Ключевые слова:

турбулентный поток, смесительный аппарат, струйное технологическое оборудование, моделирование гидродинамики в трехмерной постановке, диффузор-конфузорный канал, ньютоновские жидкости.

**Тезисы.** В работе приведены результаты моделирования в трехмерной постановке гидродинамического процесса смешения двух потоков ньютоновских жидкостей в трубчатом канале диффузор-конфузорного типа в струйном технологическом оборудовании компрессорных станций для перекачки природного газа. Смесительный процесс происходит в режиме турбулентности без химического взаимодействия. Моделирование задачи проведено в программном комплексе Fluent. Для оценки качества использован коэффициент перемешанности. Оценен результат работы трехмерной модели, и в соответствии с ним проанализирована зависимость течения потока смеси от способа подачи смешивающихся потоков в канал, а именно числа и расположения струйных форсунок по площади поперечного сечения канала.

К началу XXI в. инженеры и многие специалисты в области проектирования трубчатых аппаратов для смешения жидкостей или газа, применяемых в химической, нефтехимической, нефтегазовой, пищевой и других отраслях промышленности, накопили значительный опыт использования разных схем и типов трубчатых каналов для конструкций, называемых малогабаритными аппаратами-смесителями (рис. 1) [1, 2]. Можно выделить следующие схемы каналов: канал с кольцевым выступом (см. рис. 1а), канал типа диффузор-конфузор (см. рис. 1б), спирально профилированный канал (см. рис. 1в), канал с волновой осью (см. рис. 1г) и др. Но из всего многообразия типов трубчатых каналов на практике наибольшую эффективность с точки зрения смешения турбулентных потоков жидкостей показали каналы диффузор-конфузорного типа [3, 4].

Гидродинамика процесса в многозвенном канале диффузор-конфузорного типа при смешении ньютоновских жидкостей была хорошо изучена такими учеными,

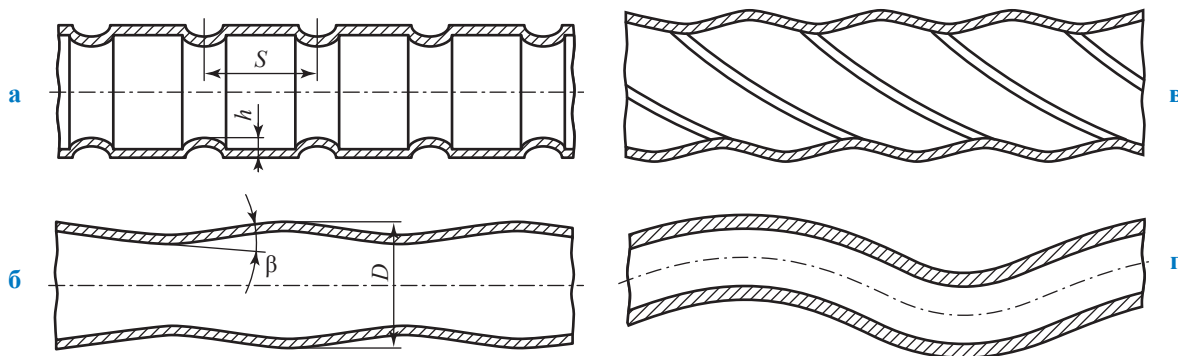


Рис. 1. Типы трубчатых каналов:

а – с кольцевым выступом; б – диффузор-конфузор;  
в – спирально профилированный; г – с волновой осью



как А.Г. Мухаметзянова, Г.С. Тахавутдинов, Ю.М. Данилов, С.Ф. Гаранин, А.Г. Петров и др. [5–8], и все подобные задачи были решены только в осесимметричной постановке. Этот подход не позволяет смоделировать ввод компонентов в канал через струйные форсунки, если в реальном аппарате-смесителе подача компонентов смешения в канал осуществляется через систему струйных форсунок или форсуночных головок, т.е. модель в осесимметричной постановке не будет в полном объеме отражать реальной картины происходящего. Ввод компонентов смеси в канал при таком моделировании можно производить только через кольцевое сечение. Поэтому задачу процесса смешения компонентов жидкостей или газа в трубчатом многозвенном канале диффузор-конфузорного типа с вводом компонентов через форсунки нужно моделировать только в трехмерной постановке [9], что будет наиболее адекватно отражать реальный процесс смешения.

Поставлена задача выполнить трехмерное моделирование смешения двух компонентов ньютоновских жидкостей или газа в струйном технологическом оборудовании компрессорных станций для перекачки природного газа, осуществляемой в трубчатом многозвенном канале диффузор-конфузорного типа с вводом второго компонента в канал через струйные форсунки. Для качественной оценки процесса смешения компонентов вводится коэффициент перемешанности [10]:

$$\gamma_a = 1 - \frac{1}{V} \iiint_V |C(x, y, z) - C_0| dV, \quad (1)$$

где  $\gamma_a$  – средний по объему коэффициент перемешанности;  $C_0$  – заданная необходимая концентрация;  $C = f(x, y, z)$  – получаемая концентрация;  $V$  – объем;  $x, y, z$  – декартова система координат.

Коэффициент перемешанности связан со скоростью диссипации кинетической энергии турбулентности ( $\epsilon$ ), которая может зависеть от длин конфузорной и диффузорной частей канала, протяженности всего трубчатого канала, соотношения диаметра сечения трубчатого канала и диаметра входных форсунок, угла раскрытия между диффузорной и конфузорными частями, соотношения между диаметрами трубы канала в самой его широкой и узких частях, а также от свойств и режимов смешивающихся компонентов.

Для поставленной задачи строилась математическая модель на основе системы уравнений Рейнольдса для турбулентного массопереноса [11–14]:

$$\begin{cases} \overline{p} \left[ \frac{\partial \overline{u}_i}{\partial t} + \overline{u}_j \frac{\partial \overline{u}_i}{\partial r_j} \right] = - \frac{\partial \overline{p}}{\partial r_i} + \frac{\partial}{\partial r_j} \left( \mu \frac{\partial \overline{u}_i}{\partial r_j} \right) - \overline{p u'_j \frac{\partial u'_i}{\partial r_j}}; \\ \frac{\partial \overline{u}_j}{\partial r_j} = 0; \quad \frac{\partial \overline{u}'_j}{\partial r_j} = 0; \\ \frac{\partial C}{\partial t} + \overline{u}_j \frac{\partial C}{\partial r_j} = D \frac{\partial^2 C}{\partial r_{jj}^2}, \end{cases} \quad (2)$$

где осредненные по времени  $t$  составляющие отмечены чертой сверху, пульсационные – апострофом;  $i, j \in \{x, y, z\}$ ;  $u$  – вектор скорости;  $r$  – вектор перемещения;  $D$  – коэффициент взаимной диффузии;  $p$  – давление;

$$\overline{u} = \frac{1}{t_1 - t_2} \int_{t_1}^{t_2} u dt, \text{ по Фавру [15].} \quad (3)$$

При моделировании использовался канал типа конфузор-диффузор длиной  $L_k = 10 \dots 50D$  (где  $D$  – диаметр канала), угол раскрытия диффузора подобран так, чтобы возникающий нестационарный микроотрыв потока получаемой смеси от стенки не вызывал резкого повышения гидравлических сопротивлений, оптимальным является угол, равный  $45^\circ$  (в данных точках в модели – ряды Фурье). Входные форсунки расположены под прямым углом по отношению к продольной оси сечения канала, диаметр форсунок  $d_\phi$  соотносится с диаметром сечения канала  $D$  как 1:10 и рассматривался в пределах  $d_\phi = 0,04 \dots 0,1D$ . Скорость потока смеси по каналу  $u_1 = 0,3 \dots 1$  м/с, скорость ввода компонентов через форсунки  $u_2 = 1 \dots 3$  м/с.

Предполагается, что смешение происходит без теплового взаимодействия и без протекания химических реакций; компоненты 1 и 2 смеси не имеют поверхностей раздела, т.е. наблюдается свободное взаимопроникновение. Смесь рассматривается как сплошная среда со средними, зависящими от локальных значений, концентрациями  $C$ , плотностями  $\rho$  и молекулярными вязкостями  $\mu$  смешиваемых компонент:

$$\rho = \frac{\rho_1 \rho_2}{C \rho_1 + (1 - C) \rho_2}; \quad \mu = \frac{\mu_1 \mu_2}{C \mu_1 + (1 - C) \mu_2}. \quad (4)$$

Осредненные модели в механике сплошных сред широко представлены в технической литературе (см. в том числе [16–18]).

Для замыкания системы уравнений (2) использовалась двухслойная модель турбулентности SST [19–22]. В качестве граничных условий для трубчатого канала, частично (по оси симметрии) показанного на рис. 2, принято, что во входных сечениях канала задаются профили скорости, начальные параметры турбулентности и объемные доли используемых компонент вида  $\varphi(x, y, z)$ :

- вход 1:  $(u_1, \mu_1, C_1, k_1, \varepsilon_1) = \varphi(x, z)_1$ ;
- вход 2:  $(u_2, \mu_2, C_2, k_2, \varepsilon_2) = \varphi(x, z)_2$ .

Здесь  $k$  – кинетическая энергия компонент потока жидкостей.



Рис. 2. Начальный участок канала

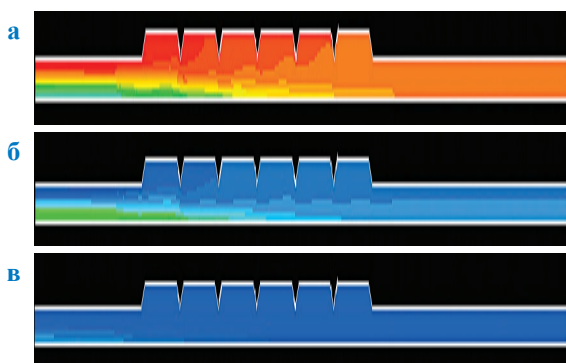


Рис. 3. Поля концентрации 1-й (а), 2-й (б) и 3-й (в) компонент в трубчатом канале диффузор-конфузорного типа при  $L_k = 10D$  (сжатие по горизонтали)

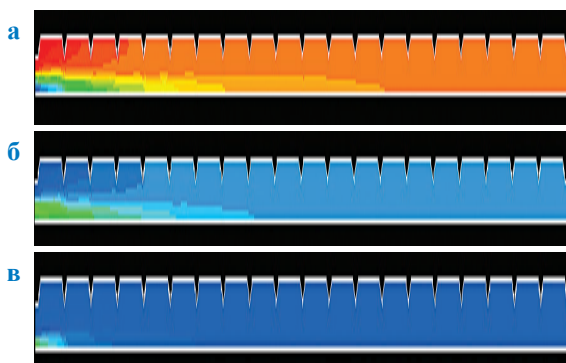


Рис. 4. Поля концентрации 1-й (а), 2-й (б) и 3-й (в) компонент в трубчатом канале диффузор-конфузорного типа при  $L_k \leq 20D$  (сжатие по горизонтали)

В выходном сечении задаются «мягкие» граничные условия установившегося течения:

$$\left(\frac{\partial \varphi}{\partial y}\right) = 0.$$

В области стенок использовалась неравновесная функция – Non-Equilibrium Wall Functions (NEWF). На самих стенках условие «прилипания»: все составляющие скорости равны нулю [23].

Поставленная задача решалась с помощью пакета Fluent, модель гидродинамического процесса смешения – трехмерная, сетка – адаптированная. Предварительно проводилась подготовка сеточной области. В области оси симметрии канала задана разреженная – «грубая» – сетка, ближе к периферии задавалось ее сгущение, в области угловых точек для исключения нефизичности применялось разложение в ряды. Также использовалась процедура зеркального отображения сеточной области для устранения возможной асимметрии течения [24]. Количество узлов сетки  $N > 150000$ . Устойчивость метода проверялась по условию Куранта. Сходимость схемы анализировалась на сгущающихся сетках (а именно: как переставал изменяться коэффициент  $\gamma_a$  при изменении  $N$ ).

На рис. 3 по результатам моделирования показаны поля концентрации компоненты в трубчатом канале диффузор-конфузорного типа, предназначенного для перемешивания трех компонент жидкостей или газа, не вступающих в химическую реакцию:  $L_k = 10D$ . Получено, что в этом случае на выходе  $\gamma_a = 0,949$ .

При относительной длине канала до  $20D$  ( $N > 400000$ )  $\gamma_a$  на выходе увеличился до  $0,975$ , что говорит о повышении качества перемешанности (рис. 4).

Увеличивая относительную длину канала до  $30D$ , затем до  $40D$  и до  $50D$ , в результате моделирования авторы установили, что поля концентраций в каналах смесительных аппаратов становятся практически одинаковыми независимо от способа организации подвода компонентов, значение  $\gamma_a$  увеличивается до  $0,987 \dots 0,992$  и далее не изменяется. Аналогичная картина наблюдается и относительно распределения других гидродинамических параметров.

Как правило, для трубчатых многозвенных каналов характерными являются относительные длины  $L_k = 20D \dots 60D$  и в ряде случаев даже более. Для смесительных же аппаратов

с каналами диффузор-конфузорного типа следует использовать меньшее значение  $L_k$ , и течение потока в большей области канала практически не будет зависеть от способа организации ввода в него компонентов жидкостей или газа. Но все же основные, влияющие на эффективность канала, выходные переменные (кинетическая энергия турбулентности и скорость ее диссипации) в сильной степени будут определяться параметрами вводимых потоков жидкостей или газа в области форсунок, а моделировать подачу компонентов смешения через форсунки в канал можно только при условии трехмерной постановки задачи, т.е. только

в этом случае полученные аппроксимирующие выражения для основных гидродинамических параметров в зависимости от конструктивных и управляющих переменных должны использоваться при проектировании каналов смесительных аппаратов.

Также можно отметить, что прежде чем приступить к процессу моделирования смешения в трубчатом многозвенном канале диффузор-конфузорного типа, следует сначала провести анализ: подготовить и адаптировать для области течения сетку, выяснить взаимное влияние потоков смеси от подводящих частей форсунок канала.

### Список литературы

1. Прочухан Ю.А. Влияние способов смешения на характер протекания сверхбыстрых полимеризационных процессов / Ю.А. Прочухан, К.С. Минскер и др. // Высокомолекулярные соединения. – 1988. – Т. 30. – № 6. – С. 1250.
2. Абси Р. Турбулентная вязкость и профили скорости в развитых турбулентных течениях в каналах / Р. Абси // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2019. – № 1. – С. 138–150.
3. Мухаметзянова А.Г. Движение многофазных потоков в трубчатых каналах диффузор-конфузорной конструкции / А.Г. Мухаметзянова, В.П. Захаров, Р.Г. Тахавутдинов и др. // Вестник Башкирского университета. – 2002. – № 1. – С. 28–31.
4. Тахавутдинов Р.Г. Расчет параметров смешения двухфазного потока в диффузор-конфузорном трубчатом аппарате / Р.Г. Тахавутдинов, Г.Р. Дьяконов, А.Г. Мухаметзянова и др. // Актуальные вопросы преподавания при реформировании образовательного процесса: сб. – Казань, 2001. – С. 135–150.
5. Мухаметзянова А.Г. Численный расчет параметров смешения двухфазного турбулентного потока в диффузор-конфузорном трубчатом аппарате / А.Г. Мухаметзянова, Р.Г. Тахавутдинов, Г.С. Дьяконов и др. // Межвуз. темат. сб. науч. тр. – Казань: КГТУ, 2001. – С. 4–13.
6. Данилов Ю.М. Технология проектирования малогабаритных турбулентных трубчатых аппаратов на основе результатов численного моделирования / Ю.М. Данилов, А.Г. Мухаметзянова // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2011. – № 5. – С. 38–42.
7. Garanin S.F. Numerical modeling of two-dimensional flow of a nonhomogeneous fluid in a confined domain / S.F. Garanin, E.M. Kravets, O.N. Pronina, et al. // Fluid Dynamics. – 2018. – Т. 53. – № 1. – С. 127–135.
8. Петров А.Г. Точное решение уравнений осесимметричного движения вязкой жидкости между параллельными плоскостями при их сближении и раздвижении / А.Г. Петров // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2019. – № 1. – С. 58–67.
9. Курбангалеев А.А. Алгоритм 3D моделирования процесса смешения жидкостей в трубчатых каналах / А.А. Курбангалеев // Труды Академэнерго. – Казань: Казанский научный центр РАН, 2017. – № 2. – С. 34–47.
10. Курбангалеев А.А. Метод 3D моделирования процесса смешения ньютоновских жидкостей в трубчатых каналах диффузор-конфузорного типа / А.А. Курбангалеев // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 12 (54). – Ч. 5. – С. 16–21.
11. Deardorff J.W. A numerical study of three-dimensional turbulent channel flow at large Reynolds numbers / J.W. Deardorff // Journal of Fluid Mechanics. – 1970. – Т. 41. – Вып. 2. – С. 453–480. – DOI: <https://doi.org/10.1017/S0022112070000691>
12. Hoyas S. Reynolds number effects on the Reynolds-stress budgets in turbulent channels / S. Hoyas, J. Jiménez Sendin // Physics of Fluids. – 2008. – Т. 20. – № 101511. – DOI: 10.1063/1.3005862.
13. Кантюков Р.Р. Решение стационарного уравнения теплопроводности с химическим и диссипативным источником тепла в бесконечной круглой трубе для ньютоновской

- жидкости / Р.Р. Кантюков, М.С. Тахавиев, С.А. Лившиц и др. // Вестник Технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 11. – С. 200–205.
14. Кантюков Р.Р. Аналитическое исследование на наличие бифуркационных явлений при течении нелинейно-вязких жидкостей в каналах сложной геометрии / Р.Р. Кантюков, М.С. Тахавиев, Р.В. Лебедев и др. // Вестник Технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 4. – С. 223–225.
  15. Лунев В.В. О модификации осредненных уравнений Навье – Стокса / В.В. Лунев // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2019. – № 2. – С. 134–144.
  16. Аль Джабри А.Я. Вычисление и анализ двумерных и трехмерных течений для различных вероятностных законов задания послышной неоднородности пласта при неизотермической фильтрации / А.Я. Аль Джабри, С.П. Плохотников, С.В. Никифорова и др. // Вестник КГТУ им. А.Н. Туполева. – 2019. – № 1. – С. 24–29.
  17. Bogomolov V.A. Mathematical simulation of three-phase filtration in stratified beds with account for the scheme of jets / V.A. Bogomolov, S.P. Plokhonnikov, O.R. Bulgakova, et al. // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2011. – Т. 84. – № 5. – С. 975–979.
  18. Plokhonnikov S. P. Mathematical averaging of coefficients of system of elliptic and parabolic equations in continuum mechanics / S.P. Plokhonnikov, V.A. Bogomolov, R.Kh. Nizaev, et al. // Lobachevskii Journal of Mathematics. – 2019. – Т. 40. – № 5. – С. 553–561.
  19. Никущенко Д.В. Исследование течений вязкой несжимаемой жидкости на основе расчетного комплекса FLUENT: учеб. пособие / Д.В. Никущенко. – СПб.: СПбГМТУ, 2005. – 94 с.
  20. Aleksin V.A. Application of the method of near-wall boundary conditions to an investigation of turbulent flows with longitudinal pressure gradients / V.A. Aleksin // Fluid Dynamics. – 2017. – Т. 52. – № 2. – С. 275–287.
  21. Горбушин А.Р. Стационарное вторичное течение в плоской турбулентной свободной струе / А.Р. Горбушин, В.Б. Заметаев, И.И. Липатов // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2019. – № 2. – С. 99–111.
  22. Никитин Н.В. Характеристики неустойчивости, развивающейся в турбулентном течении в плоском канале / Н.В. Никитин, Н.В. Попеленская // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2019. – № 2. – С. 72–93.
  23. Курбангалеев А.А. Процесс подготовки сеточной области при 3D-моделировании малогабаритного трубчатого аппарата (МТА) как смесителя в программной среде Fluent / А.А. Курбангалеев, Ф.Х. Тазюков, Г.Н. Лутфуллина // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 21. – С. 242–244.
  24. Курбангалеев А.А. Проектирование малогабаритных трубчатых аппаратов – МТА как смесителя жидких компонентов с помощью 3D моделирования / А.А. Курбангалеев, Ф.Х. Тазюков, Г.Н. Лутфуллина и др. // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 21. – С. 261–263.

## Modeling work of jet-blowing process equipment at compressor stations. Case of a multilink apparatus like a diffusing-converging mixer

A.A. Kurbangaleyev<sup>1\*</sup>, S.R. Yenikeeva<sup>1</sup>, S.A. Livshits<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Kazan National Research Technological Institute, Bld. 68, Karla Marksa street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420015, Russian Federation

<sup>2</sup> Kazan State Power Engineering University, Bld. 51, Krasnoselskaya street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420066, Russian Federation

\* E-mail: arturkurbangaleyev@rambler.ru

**Abstract.** This article presents the results of 3D simulation of a hydrodynamic process when the flows of two Newtonian fluids couple inside a diffusing-converging duct of a jet-blowing compressor equipment for pumping of natural gas. Mixing of the fluids occurs in a turbulent mode without chemical reactions and exclusively of bulk forces.

By means of the FLUENT software, the infeed of the components into a duct through the spray nozzles has been simulated. The quality of the fluids incorporation has been assessed using a mixing code. Estimating the output of the 3D simulator, authors have derived a dependency between the behavior of the mixture flow and a manner to supply the mixing fluids into a duct, viz. the quantity and location of spray nozzles over the cross-sectional area of the duct.

**Keywords:** eddy flow, mixer, jet-blowing process equipment, 3D hydrodynamic modeling, diffusing-converging duct, Newtonian fluid.

## References

1. PROCHUKHAN, Yu.A., K.S. MINSKER, et al. Effect of mixing manner on behavior of ultrafast polymerization [Vliyaniye sposobov smesheniya na kharakter protekaniya sverkhbustrykh polimerizatsionnykh protsessov]. *Vysokomolekulyarnyye Soyedineniya*, 1988, vol. 30, no. 6, p. 1250. ISSN 0507-5475. (Russ.).
2. ABSI, R. Eddy viscosity and velocity profiles in advanced turbulent flows within ducts [Turbulentnaya vyazkost i profile skorosti v razvitykh turbulentnykh techeniyakh v kanalakh]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 2019, no. 1, pp. 138–150. ISSN 0568-5281. (Russ.).
3. MUKHAMETZYANOVA, A.G., V.P. ZAKHAROV, R.G. TAKHAVUTDINOV, et al. Motion of multiphase flows in diffusing-converging ducts [Dvizheniye mnogofaznykh potokov v trubchatykh kanalakh diffuzor-konfuzornoy konstruktsii]. *Vestnik Bashkirskogo Universiteta*, 2002, no. 1, pp. 28–31. ISSN 1998-4812. (Russ.).
4. TAKHAVUTDINOV, R.G., G.R. DYAKONOV, A.G. MUKHAMETZYANOVA. Calculation of parameters for mixing a binary flow in a diffusing-converging tubed apparatus [Raschet parametrov smesheniya dvukhfaznogo potoka v diffuzor-konfuzornom trubchatom apparate]. In: *Topical questions of teaching at reforming education process* [Aktualnyye voprosy prepodavaniya pri reformirovani obrazovatel'nogo protsesssa]: collected papers. Kazan, 2001, pp. 135–150. (Russ.).
5. MUKHAMETZYANOVA, A.G., R.G. TAKHAVUTDINOV, G.R. DYAKONOV. Numerical calculation of parameters for mixing a binary eddy flow in a diffusing-converging tubed apparatus [Chislenny raschet parametrov smesheniya dvukhfaznogo turbulentnogo potoka v diffuzor-konfuzornom trubchatom apparate]. *Interuniversity subject-matter collection of scientific papers*. Kazan: Kazan National Research Technological Institute, 2001, pp. 4–13. (Russ.).
6. DANILOV, Yu.M., A.G. MUKHAMETZYANOVA. Technique for designing small-scale eddy tubed apparatuses using results of numerical modelling [Tekhnologiya proyektirovaniya malogabaritnykh turbulentnykh trubchatykh apparatov na osnove rezultatov chislennogo modelirovaniya]. *Khimicheskoye i Neftgazovoye Mashinostroyeniye*, 2011, no. 5, pp. 38–42. ISSN 1029-8770. (Russ.).
7. GARANIN, S.F., E.M. KRAVETS, O.N. PRONINA, et al. Numerical modeling of two-dimensional flow of a nonhomogeneous fluid in a confined domain. *Fluid Dynamics*, 2018, vol. 53, no. 1, pp. 127–135. ISSN 0015-4628.
8. PETROV, A.G. Exact solution of equations for axially symmetric motion of a viscous liquid between the parallel planes during their approaching and sliding apart [Tochnoye resheniye uravneniy osesimmetrichnogo dvizheniya vyazkoy zhidkosti mezhdu parallelnymi ploskostyami pri ikh sblizhenii i razdvizhenii]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 2019, no. 1, pp. 58–67. ISSN 0568-5281. (Russ.).
9. KURBANGALEYEV, A.A. Algorithm for 3D simulation of fluids confusion within ducts [Algoritm 3D modelirovaniya protsesssa smesheniya zhidkostey v trubchatykh kanalakh]. *Trudy Akademenergo*. Kazan: Kazan Scientific Center of RAS, 2017, no. 2, pp. 34–47. ISSN 2070-4755. (Russ.).
10. KURBANGALEYEV, A.A. Method for 3D simulation of Newtonian fluids in the diffusing-converging ducts [Metod 3D modelirovaniya protsesssa smesheniya nyutonovskikh zhidkostey v trubchatykh kanalakh diffuzor-konfuzornogo tipa]. *Mezhdunarodnyy Nauchno-issledovatel'skiy Zhurnal*, 2016, no. 12 (54), pt. 5, pp. 16–21. ISSN 2303-9868. (Russ.).
11. DEARDORFF, J.W. A numerical study of three-dimensional turbulent channel flow at large Reynolds numbers. *Journal of Fluid Mechanics*, 1970, vol. 41, no. 2, pp. 453–480. ISSN 0022-1120. DOI: <https://doi.org/10.1017/S0022112070000691>
12. HOYAS, S., J. Jiménez SENDIN. Reynolds number effects on the Reynolds-stress budgets in turbulent channels. *Physics of Fluids*, 2008, vol. 20, no. 101511. ISSN 1070-6631. DOI: 10.1063/1.3005862.
13. KANTYUKOV, R.R., M.S. TAKHAVIYEV, S.A. LIVSHITS, et al. Solution of a steady-state equation for heat conductivity with a chemical and dissipative heater in an infinite round tube for Newtonian fluid [Resheniye statsionarnogo uravneniya teploprovodnosti s khimicheskim i dissipativnym istochnikom tepla v beskonechnoy krugloy trube dlya nyutonovskoy zhidkosti]. *Vestnik Tekhnologicheskogo Universiteta*, 2015, vol. 18, no. 11, pp. 200–205. ISSN 1998-7072. (Russ.).
14. KANTYUKOV, R.R., M.S. TAKHAVIYEV, R.V. LEBEDEV, et al. Analytic investigation on presence of bifurcation phenomena in a flow of nonlinear viscous fluids in the channels with complex geometry [Analiticheskoye issledovaniye na nalichiyе bifurkatsionnykh yavleniy pri techenii nelineynovyazkikh zhidkostey v kanalakh slozhnoy geometrii]. *Vestnik Tekhnologicheskogo Universiteta*, 2015, vol. 18, no. 4, pp. 223–225. ISSN 1998-7072. (Russ.).
15. LUNEV, V.V. On modification of averaged Navier-Stokes equations [O modifikatsii osrednennykh uravneniy Navye – Stoksa]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 2019, no. 2, pp. 134–144. ISSN 0568-5281. (Russ.).

16. Al DZHABRI, A.Ya., S.P. PLOKHOTNIKOV, S.V. NIKIFOROVA, et al. Computation and analysis of 2D and 3D flows for various probabilistic laws of setting the fibered heterogeneity of a layer in case of anisothermic filtration [Vychisleniye i analiz dvumernykh i trekhmernykh techeniy dlya razlichnykh veroyatnostnykh zakonov zadaniya posloynoy neodnorodnosti plasta pri neizotermicheskoy filtratsii]. *Vestnik KGTU imeni A.N. Tupoleva*, 2019, no. 1, pp. 24–29. ISSN 2048-6255. (Russ.).
17. BOGOMOLOV, V.A., S.P. PLOKHOTNIKOV, O.R. BULGAKOVA, et al. Mathematical simulation of three-phase filtration in stratified beds with account for the scheme of jets. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2011, vol. 84, no. 5, pp. 975–979. ISSN 1062-0125.
18. PLOKHOTNIKOV, S. P., V.A. BOGOMOLOV, R.Kh. NIZAEV, et al. Mathematical averaging of coefficients of system of elliptic and parabolic equations in continuum mechanics. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 2019, vol. 40, no. 5, pp. 553–561. ISSN 1995-0802.
19. NIKUSHCHENKO, D.V. *Investigation of flows of ideal viscous liquid using a FLUENT software* [Issledovaniye techeniy vyazkoy neszhimayemoy zhidkosti na osnove raschetnogo kompleksa FLUENT]: tutorial. St. Petersburg: St.Petersburg State Marine Technical University, 2005. (Russ.).
20. ALEKSIN, V.A. Application of the method of near-wall boundary conditions to an investigation of turbulent flows with longitudinal pressure gradients. *Fluid Dynamics*, 2017, vol. 52, no. 2, pp. 275–287. ISSN 0015-4628.
21. GORBUSHIN, A.R., V.B. ZAMETAYEV, I.I. LIPATOV. Steady secondary flow in a free plane eddy jet [Statsionarnoye vtorichnoye techeniye v ploskoy turbulentnoy svobodnoy struye]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 2019, no. 2, pp. 99–111. ISSN 0568-5281. (Russ.).
22. NIKITIN, N.V., N.V. POPELENSKAYA. Characteristics of instability progressing in an eddy flow within a plane channel [Kharakteristiki neustoychivosti, razvivayushcheyasya v turbulentnom techenii v ploskom kanale]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 2019, no. 2, pp. 72–93. ISSN 0568-5281. (Russ.).
23. KURBANGALEYEV, A.A., F.Kh. TAZYUKOV, G.N. LUTFULLINA. Treatment of a net domain during 3D simulation of a small-scaled tubed apparatus as a mixer within the Fluent software environment [Protsess podgotovki setochnoy oblasti pri 3D-modellirovani malogabaritnogo trubchatogo apparata (MTA) kak smesitelya v programmnoy srede Fluent]. *Vestnik Kazanskogo Tekhnologicheskogo Universiteta*, 2013, vol. 16, no. 21, pp. 242–244. ISSN 1998-7072. (Russ.).
24. KURBANGALEYEV, A.A., F.Kh. TAZYUKOV, G.N. LUTFULLINA, et al. 3D modelling design of small-scale tubed apparatuses as a mixer for fluid components [Proyektirovaniye malogabaritnykh trubchatykh apparatov – MTA kak smesitelya zhidkikh komponentov s pomoshchyu 3D modellirovaniya]. *Vestnik Kazanskogo Tekhnologicheskogo Universiteta*, 2013, vol. 16, no. 21, pp. 261–263. ISSN 1998-7072. (Russ.).

УДК 621.774.21:620.17:620.18:539.3

## Особенности характера разрушения и структуры металла зоны сплавления сварных швов труб магистральных газопроводов при испытаниях на определение величины CTOD

И.П. Шабалов<sup>1</sup>, П.П. Степанов<sup>2</sup>, С.А. Чегуров<sup>2</sup>, В.Я. Великоднев<sup>3</sup>,  
С.Ю. Настич<sup>4\*</sup>, В.С. Каленский<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Ассоциация производителей труб, Российская Федерация, 119590, г. Москва, ул. Улофа Пальме, д. 1

<sup>2</sup> АО «Выксунский металлургический завод», Российская Федерация, 607060, Нижегородская обл., г. Выкса, ул. Братьев Баташевых, д. 45

<sup>3</sup> ООО «Центр ЭТСИ», Российская Федерация, 109240, г. Москва, ул. Яузская, д. 8, стр. 2, офис 22, этаж 1

<sup>4</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>5</sup> АО «МОСГАЗ», Российская Федерация, 105120, Москва, Мрузовский пер., д. 11, стр. 1

\* E-mail: S\_Nastich@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Применительно к трубам большого диаметра (ТБД) зона сплавления (ЗС) является участком с наиболее сложной структурой металла. Металл ЗС имеет пониженные характеристики вязкости и трещиностойкости по сравнению с основным металлом и металлом сварного шва труб. Спецификациями на поставку ТБД в ряде случаев предусмотрено испытание металла ЗС труб на определение значения критического раскрытия в вершине трещины (CTOD) трехточечным изгибом на образцах с надрезом по толщине (ориентация *N-P*, согласно стандарту ISO 15653) и захватом «50 % металл шва + 50 % зона термического влияния (ЗТВ)».

Проведено исследование характера разрушения и структуры металла на фронте усталостной трещины образцов CTOD из ЗС труб размером  $\varnothing 1420 \times 25,8$  мм класса прочности K60 разного исполнения. Определено фактическое смещение фронта усталостной трещины относительно заданного для надреза положения. Получены характеристики развития трещины в образцах из ЗС с различным уровнем трещиностойкости, в том числе максимальная длина распространения усталостной трещины и длина участка с вязким характером разрушения. Выявлены особенности структуры металла на фронте трещины в зависимости от легирования основного металла трубы и уровня полученных значений CTOD. Проведено сравнение положения надреза и участков металла в разных структурных состояниях в образцах KCV (испытания на ударный изгиб), отбираемых вблизи поверхности, и полнотолщинных образцах CTOD из ЗС сварных соединений ТБД.

Проведено численное моделирование зарождения и распространения трещины для металла ТБД с применением программного комплекса Ansys. В результате расчетов исследованы зависимости распределения коэффициента интенсивности напряжений в вершине трещины и сценарии развития трещины при разных раскрытиях образцов. Используемая методика испытаний на CTOD для ЗС труб имеет специфические особенности: сложность нормирования расположения фронта усталостной трещины относительно участков металла с существенно различающейся структурой (участки ЗТВ и основной металл между швами) и неоднородность профиля фронта трещины при ее развитии после страгивания.

Изучение и прогнозирование процессов зарождения и распространения трещины в металле труб большого диаметра (ТБД) – важнейший аспект обеспечения надежной работы магистральных газопроводов. Участком ТБД, имеющим самые низкие и нестабильные значения вязкости металла, является зона сплавления (ЗС) продольного сварного соединения, захватывающая участки зоны термического влияния (ЗТВ) и сварного шва, прилегающие к линии сплавления (ЛС) [1]. Для труб со стенками большой толщины возможно снижение ударной вязкости и трещиностойкости металла ЗС в связи с формированием в зонах крупного зерна и межкритического нагрева ЗТВ неблагоприятной структуры металла, содержащей грубый гранулярный

**Ключевые слова:** трубы большого диаметра, зона сплавления, трещиностойкость (вязкость разрушения), микроструктура, бейнит, численное моделирование, коэффициент интенсивности напряжений (КИН), эквивалентные напряжения.

бейнит и МА-составляющую (мартенсит – остаточный аустенит), а также карбиды и неметаллические включения [2–6].

Испытания на трещиностойкость (вязкость разрушения) позволяют с позиции механики разрушения оценить сопротивляемость участка металла развитию заранее нанесенной усталостной трещины как острого концентратора до того, как начнется ее нестабильное развитие [7]. При испытаниях могут быть определены следующие показатели: критическое раскрытие в вершине трещины CTOD (*англ.* crack tip opening displacement) – обычно обозначается через  $\delta$  (стадии:  $\delta_c$  – хрупкий излом на первоначальном приложении нагрузки,  $\delta_u$  – хрупкий излом после медленного (вязкого) роста трещины,  $\delta_m$  – медленный (вязкий) рост трещины до разрушения образца при максимальной нагрузке в условиях стабильного роста трещины),  $J$ -интеграл ( $J_c$ ), а также коэффициенты интенсивности напряжений (КИН)  $K_c$  (критический КИН при плоской деформации) и  $K_{Ic}$  (критический КИН 1-й (I) моды деформаций). Перечисленные показатели взаимосвязаны [8]. Развитие испытаний на трещиностойкость, влияние вида нагружения (изгибом или растяжением), типы образцов представлены, в частности, в работах С.-К. Чжу и М.И. Антонова и др. [8, 9].

Значение CTOD, или  $\delta$ , определяется как величина раскрытия кончика усталостной трещины (или расстояние между берегами трещины, которые должны быть разведены), которого необходимо достигнуть перед тем, как начнется нестабильное распространение трещины. Результатом испытаний является минимальное значение в серии из трех или шести испытаний (образцов) согласно требованиям спецификации. Результаты испытаний на CTOD существенно зависят от таких факторов, как стесненность деформации металла при нагружении и структурное состояние металла в зоне начала разрушения [7–9].

Применительно к ТБД испытания на трещиностойкость с определением показателя CTOD проводят как наиболее соответствующие картине напряженно-деформированного состояния (НДС) трубы. Некоторые спецификации на поставку ТБД предусматривают испытание основного металла (ОМ) труб по стандарту BS 7448-1, а также металла по центру сварного шва (ЦШ) и металла по ЗС по стандарту

BS EN ISO 15653; либо металл труб испытывают по ГОСТ 25.506-85.

С целью выявления взаимосвязи характера разрушения и получаемых значений CTOD со структурным состоянием металла для ЗС продольного сварного соединения ТБД проведены испытания на трещиностойкость на полнотолщинных образцах со сквозным надрезом. По результатам исследований планировалось оценить применимость результатов испытаний на CTOD как сдаточных для трубной продукции.

### Материалы и методики исследований

Испытания с определением величины CTOD при температуре испытаний<sup>1</sup> минус 20 °С (CTOD<sup>-20</sup>) проводили на материале металла прямошовных одношовных труб класса прочности К60 размером  $\varnothing 1420 \times 25,8$  мм, изготовленных по серийной технологии в разном исполнении (далее они обозначены как К60-1 и К60-2). Сталь для трубы К60-1 имела базовую композицию легирования 0,07 % С – 1,65 % Мп – Nb – Ti – V, а сталь для трубы К60-2 помимо этого содержала добавку Ni+Cu. Прокат для изготовления труб произведен на стане 5000 по технологии термомеханической обработки. Сварные швы труб выполнялись двухсторонней сваркой с X-образной разделкой.

Испытания металла ЗС сварных соединений труб для определения CTOD<sup>-20</sup> проводили по BS EN ISO 15653 нагружением трехточечным изгибом на поперечных полнотолщинных образцах SENB (*англ.* single edge notched bend – надрез с одного края, изгиб) со сквозным надрезом (ориентации  $N-P$ ), захватывающим 50 % металла шва и 50 % ЗТВ. Результатом являлось минимальное значение из шести в серии.

Макро- и микроструктуру металла исследовали средствами оптической и сканирующей электронной (СЭМ) микроскопии. Численное моделирование зарождения и распространения трещины выполнялось в программной среде Ansys.

### Результаты испытаний, фрактографических и структурных исследований

Механические свойства ОМ и сварных соединений труб (таблица) удовлетворяли

<sup>1</sup> Здесь и далее надстрочные индексы показателей трещиностойкости указывают на температуру испытаний.



### Механические свойства ОМ труб при испытаниях на растяжение (плоские образцы по ГОСТ 1497-84, тип I)

Тип трубы	Направление образца	Временное сопротивление $\sigma_b$ , Н/мм <sup>2</sup>	Условный предел текучести $\sigma_{10,5}$ , Н/мм <sup>2</sup>	$\sigma_{10,5}/\sigma_b$	Относительное удлинение после разрыва $\delta_5$ , %	Относительное равномерное удлинение $\delta_p$ , %
К60-1	Поперек	625	530	0,85	23	7,9
	Вдоль	590	510	0,86	25,5	8,7
К60-2	Поперек	660	515	0,78	25,5	11
	Вдоль	630	485	0,77	28	11,8
Требования СТО Газпром 2-4.1-713-2013						
Категория D, К60	Поперек	590...710	≥ 485	0,90	20	–
	Вдоль	560...710	≥ 485	0,90	20	–

Примечание: указаны средние значения по результатам испытаний двух образцов.

требованиям СТО Газпром 2-4.1-713-2013<sup>2</sup> на трубы категории D класса прочности К60 (на рабочее давление до 10,0 МПа включительно). Ударная вязкость ОМ обеих труб имела высокие значения на образцах с острым надрезом:  $KCV^{-20} \geq 300$  Дж/см<sup>2</sup> и  $KCV^{-40} \geq 260...300$  Дж/см<sup>2</sup>. Количество вязкой составляющей (В) в изломе образцов при испытаниях падающим грузом (ИПГ) соответствовало требованиям, а именно:  $V(ИПГ^{-20}) = 90...100$  %. ОМ труб имел высокие значения  $CTOD^{-20}$  – до 1,00 мм.

Сварное соединение обеих труб имело требуемую прочность (не ниже нормируемого значения для ОМ), разрушение проходило по ОМ. Металл ЦШ имел высокую и стабильную ударную вязкость  $KCV^{-40} = 170...220$  Дж/см<sup>2</sup>, а также достаточно высокие и стабильные значения  $CTOD^{-20} \approx 0,40...0,50$  мм. Ударная вязкость ЗС трубы К60-1 имела более низкие значения ( $KCV^{-40} = 50...60$  Дж/см<sup>2</sup>) по сравнению с трубой К60-2 ( $KCV^{-40} = 120...130$  Дж/см<sup>2</sup>), что объясняется наличием добавки Ni+Cu в стали трубы К60-2. При этом также различался уровень трещиностойкости металла ЗС труб: среднее значение  $CTOD^{-20}$  для трубы К60-1 составило 0,23 мм, а для трубы К60-2 – 0,72 мм. В дальнейших исследованиях использовали образцы из ЗС труб с наиболее низким и наиболее высоким уровнями трещиностойкости.

Фрактографическое исследование изломов образцов  $CTOD$  из ЗС (после доламывания) показало, что характер разрушения принципиально различается для случаев низкой и высокой трещиностойкости (рис. 1). При низком уровне трещиностойкости излом имел полностью

хрупкое начало разрушения – без вязкого участка под фронтом усталостной трещины (см. рис. 1а,б). При высоком уровне трещиностойкости излом в зоне страгивания трещины имел участок вязкого разрушения протяженностью примерно от 0,15 до 2,0...2,5 мм с мелкими ямками (см. рис. 1в,г). Повышенные значения  $CTOD$  получены при большей протяженности вязкого участка. В образцах ЗС обеих труб при низком и высоком уровнях трещиностойкости дальнейшее распространение трещины проходило по хрупкому механизму с фасетками скола.

Распространение трещины при испытаниях до момента «скачка» и разгрузки проходит на изломе в пределах участка, имеющего вид «ногтя». Максимальная длина распространения трещины по BS EN ISO 15653 обозначается как  $\Delta a_{pop}$ , в данной работе она принята как  $\Delta a_{max}$ . Длина вязкого участка на участке распространения усталостной трещины обозначена как  $L_{вязк}$ . В результате изучения изломов образцов (серии из шести образцов для каждой трубы) получены зависимости значений  $CTOD^{-20}$  (рис. 2) от  $\Delta a_{max}$  (см. рис. 2а) и  $L_{вязк}$  (см. рис. 2б).

Представленные зависимости показывают, что для рассматриваемого металла ЗС труб превышение значениями  $CTOD^{-20}$  минимального уровня примерно на 0,1 мм происходит при  $\Delta a_{max} \approx 1,0$  мм и  $L_{вязк} \approx 0,1$  мм. При расширении вязкого участка практически до  $\Delta a_{max}$  имеют место весьма высокие значения  $CTOD^{-20}$ . «Удовлетворительные» значения  $CTOD^{-20} \geq 0,20$  мм могут быть получены в случае страгивания трещины по вязкому механизму разрушения на участке длиной не менее 0,1 мм.

<sup>2</sup> СТО Газпром 2-4.1-713-2013. Технические требования к трубам и соединительным деталям (с изменениями № 1 и № 2). – М.: Газпром экспло, 2014. – 152 с.

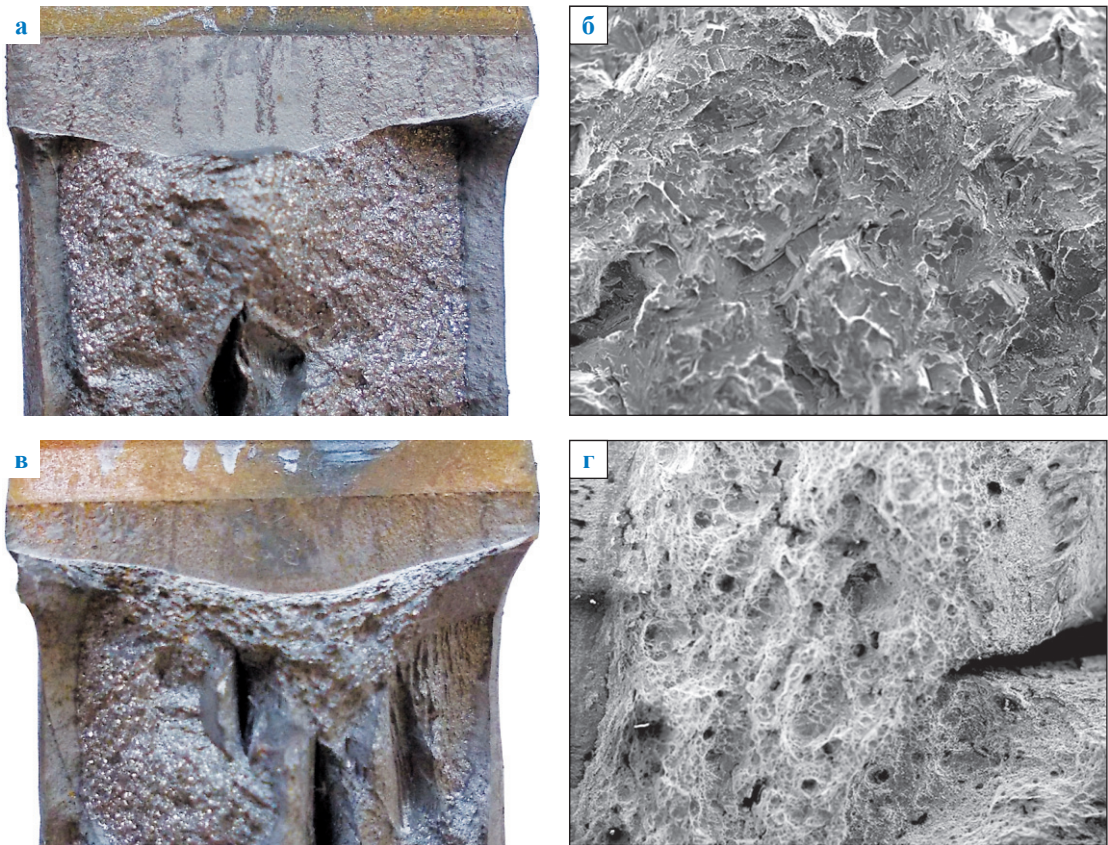


Рис. 1. Внешний вид (а, в) и СЭМ-фрактография (б –  $\times 100$ ; г –  $\times 30$ ) изломов образцов СТOD из ЗС труб класса прочности К60 со стенками толщиной 25,8 мм:  
а, б – низкая трещиностойкость; в, г – высокая трещиностойкость

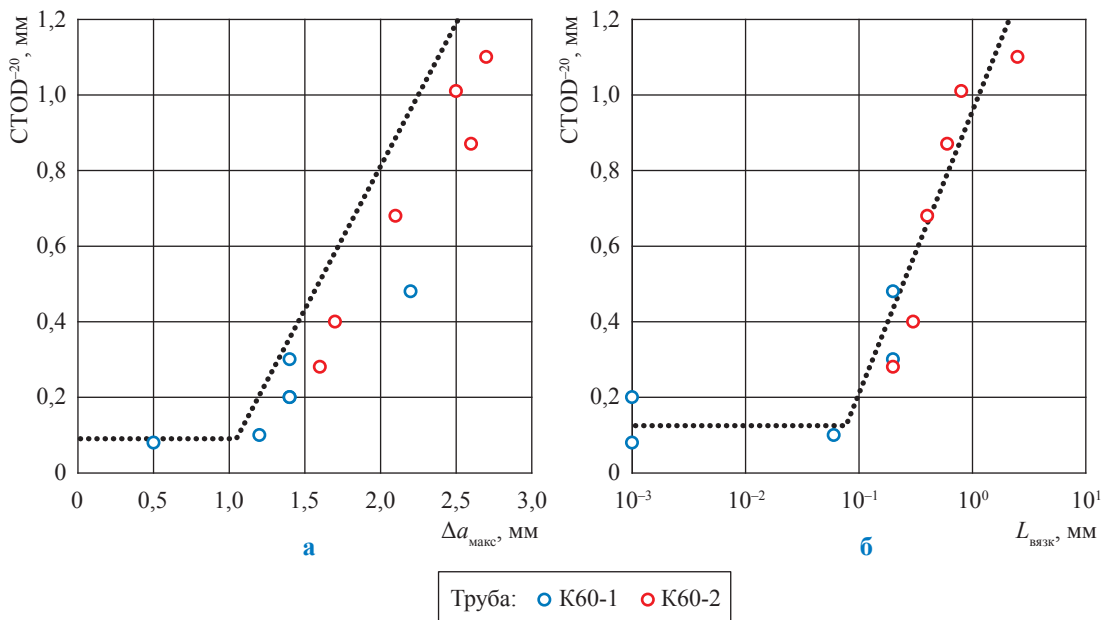


Рис. 2. Зависимость значений СТOD<sup>-20</sup> образцов ЗС труб от параметров излома  $\Delta a_{\text{макс}}$  (а) и  $L_{\text{вязк}}$  (б) вблизи фронта усталостной трещины

Положение надреза на образце СТOD контролируется по соотношению в сечении образца отрезков швов ( $a_1$  и  $a_3$ ) и ЗТВ ( $a_2$ ). Требование «50 % металла шва + 50 % ЗТВ» выполняется при  $a_1 + a_3 = a_2$  (рис. 3).

Точность позиционирования фронта усталостной трещины определяли на металлографических шлифах, которые располагались в плоскости, перпендикулярной поверхности разрушения, за вершиной усталостной трещины в пределах 2 мм от фронта в месте максимальной длины предварительной усталостной трещины (требования BS EN ISO 15653:2018). Отклонение соотношения длин  $a_1 + a_3 = a_2$  составило  $-0,1...+1,7$  мм ( $\leq 5...6$  % толщины 24,6...25,3-миллиметрового образца), т.е. было весьма незначительным. Смещение фронта

усталостной трещины в сторону швов или ОМ оценено (путем геометрических построений) как  $\approx 0,1...0,45$  мм. (Отклонение трещины для данного расположения надреза по ЗС сварных соединений в стандарте не оговаривается.)

Исследование твердости методом Виккерса с нагрузкой 0,5 кгс ( $HV_{0,5}$ ; по ГОСТ Р ИСО 6507-1-2007) вдоль фронта трещины показало, что для случая низкой трещиностойкости участки ЗТВ с повышенной твердостью располагаются ближе к центру зоны между сварными швами по сравнению со случаем высокой трещиностойкости (рис. 4). В случае образца с высокой трещиностойкостью в зоне посередине между сварными швами находится более широкая область металла с однородным уровнем твердости. Участок металла посередине

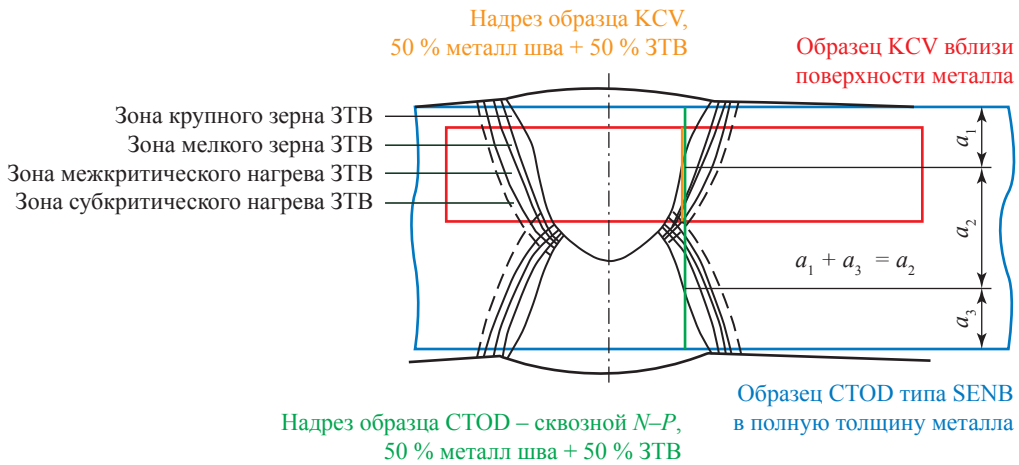


Рис. 3. Схема расположения в ЗС сварных соединений ТБД образцов KCV и СТOD типа SENB с положением надреза «50 % металл шва + 50 % ЗТВ»

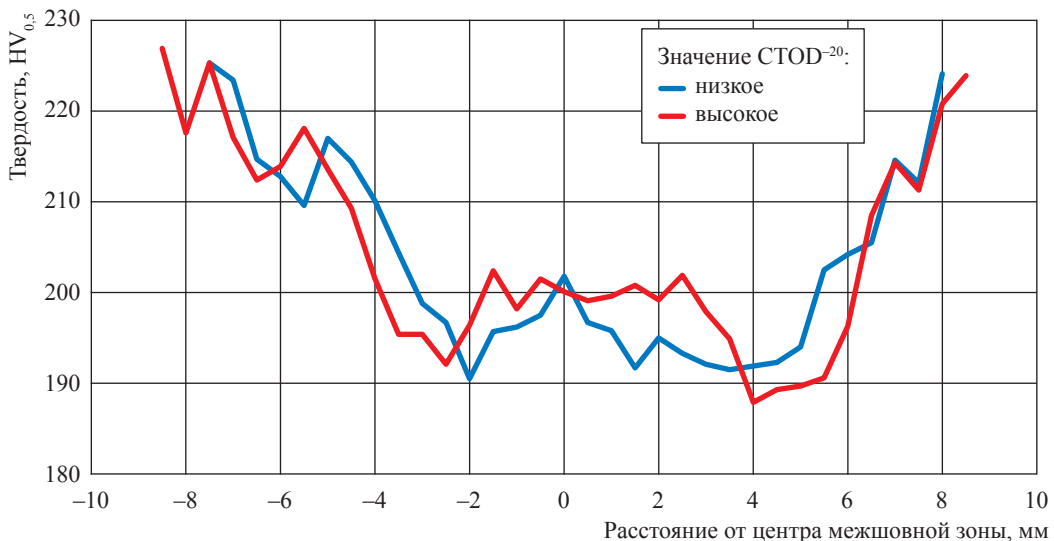


Рис. 4. Твердость  $HV_{0,5}$  в СТOD-образцах ЗС труб вдоль линии фронта трещины

между швами с твердостью  $\approx 200 \text{ HV}_{0,5}$  соответствует зонам субкритического нагрева ЗТВ со структурой рекристаллизованного феррита, а при большей ширине – также ОМ трубы, подвергнутому отпуску (от сварочного цикла).

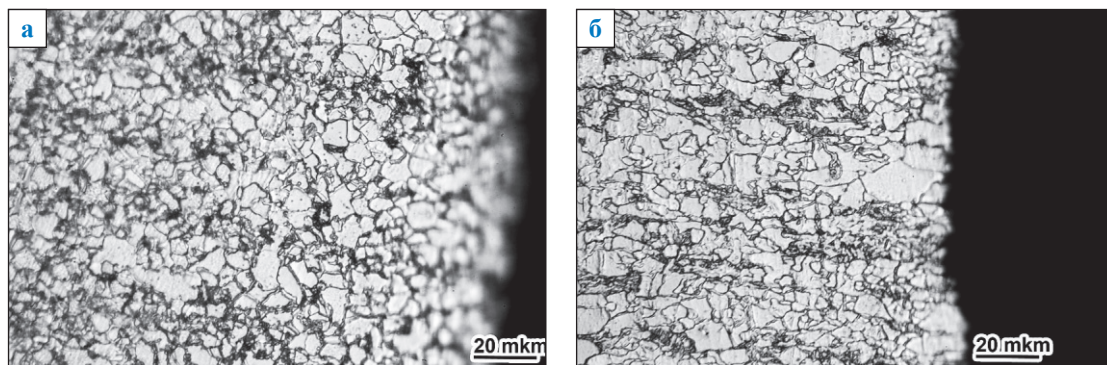
Структурные исследования показали, что на фронте трещины в зоне посередине между сварными швами структура металла может быть разной (рис. 5). В этом месте металл образцов с низким уровнем СТOD имел структуру зоны субкритического нагрева ЗТВ, которая состояла из рекристаллизованных зерен феррита, а также мелких участков перлита, бейнита и выделений карбидов (см. рис. 5а). В свою очередь, металл образцов с высоким уровнем СТOD в этом месте имел структуру ОМ после отпуска, отличающуюся общей ориентированностью, ферритной матрицей с полосами бейнита, а также выделениями карбидов на границах и в теле зерен (см. рис. 5б). При этом важно, что по результатам исследований, выполненных методами электронной микроскопии, структура участка ОМ благодаря отпуску не содержит МА-составляющей и протяженных выделений цементита, наличие которых приводит к снижению вязкостных свойств металла.

Структура металла зон межкритического нагрева и крупного зерна ЗТВ сварных швов на фронте трещины имела характерные особенности, влияющие на вязкость. В структуре зоны межкритического нагрева ЗТВ наблюдались островки МА-составляющей (размером  $\approx 1,7 \dots 2,5 \text{ мкм}$ ), которые могут приводить к снижению вязкости металла. Количество выделений МА-составляющей и цементит-содержащих продуктов было оценено как

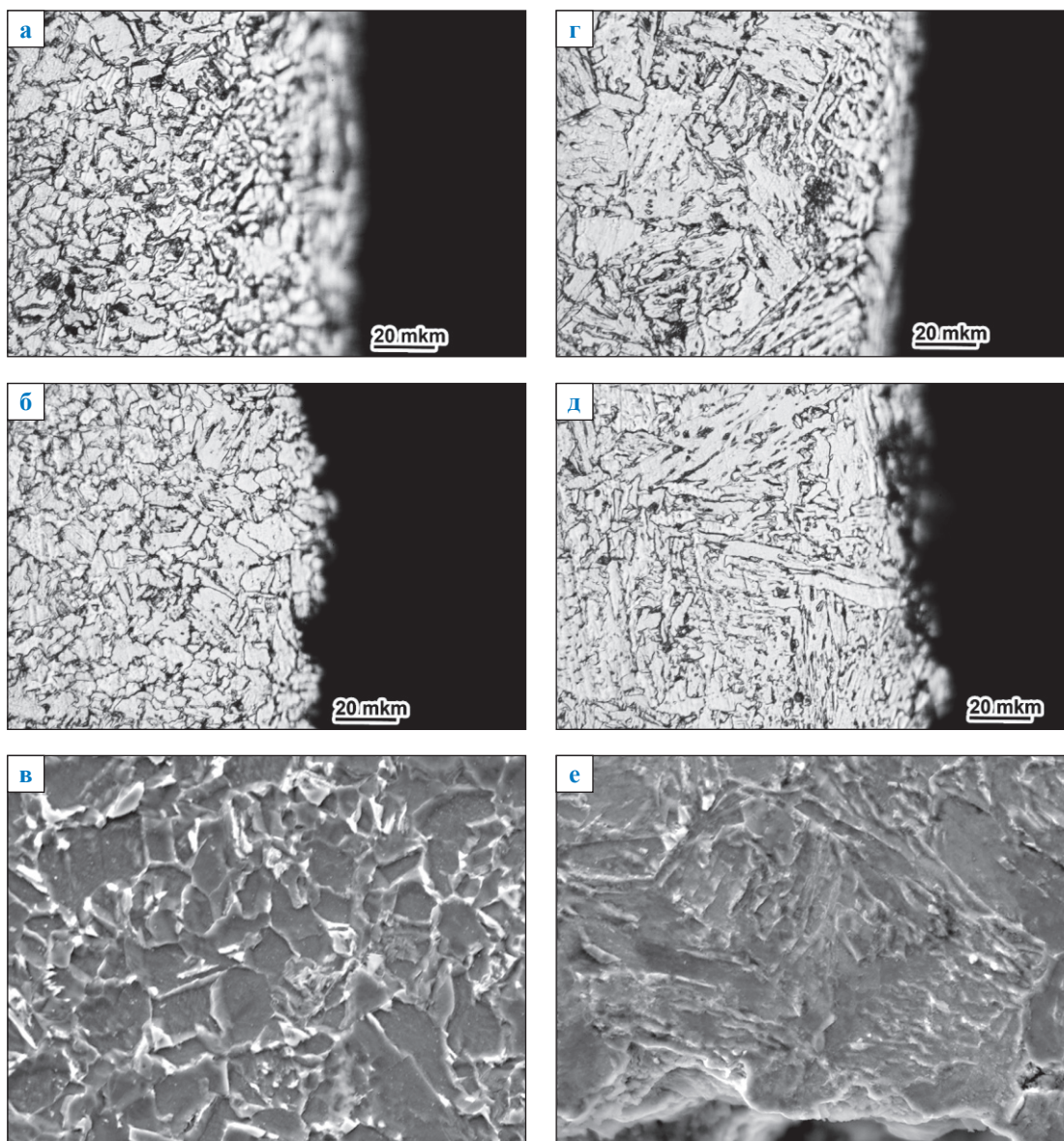
$6,2 \dots 7,3 \%$  во всех случаях. Зона крупного зерна на ЗТВ имела структуру из речного (РБ) и гранулярного (ГБ) бейнита, при этом для трубы К60-1 соотношение РБ/ГБ оценено как  $\approx 55/45$ , а для трубы К60-2 – как  $\approx 65/35$  (без учета доли МА-составляющей и цементит-содержащих продуктов). Несколько бóльшая доля РБ более дисперсного строения по сравнению с ГБ позволила получить для металла ЗС трубы К60-2 более высокие значения трещиностойкости и ударной вязкости по сравнению с трубой К60-1.

Для обеих труб металлы образцов как с низкой, так и с высокой трещиностойкостью в зонах межкритического нагрева (рис. 6, см. а–в) и крупного зерна ЗТВ (см. рис. 6г–е) имели схожую структуру. В структуре металла ЗТВ образцов из одной серии (от конкретной трубы) не выявлено существенных различий, которые могли бы объяснить большую разницу в уровне СТOD.

Полученные результаты свидетельствуют, что при небольших отклонениях в положении фронта усталостной трещины может быть получен как низкий, так и высокий уровень трещиностойкости металла ЗС труб. При этом получение низкого или высокого значения СТOD определяется характером разрушения при страгивании усталостной трещины соответственно без вязкого участка или с вязким участком незначительного размера (до  $0,1 \text{ мм}$ ) либо с протяженным участком вязкого разрушения (до  $2 \dots 2,5 \text{ мм}$ ). Наличие для образцов из одной серии существенного разброса уровня трещиностойкости при весьма малом смещении фронта трещины позволяет



**Рис. 5. Микроструктура металла в образце СТOD типа SENB, вырезанного из ЗС сварного соединения трубы К60-2 ( $\varnothing 1420 \times 25,8 \text{ мм}$ ), на фронте усталостной трещины посередине между сварными швами,  $\times 400$ : а – низкая трещиностойкость; б – высокая трещиностойкость**

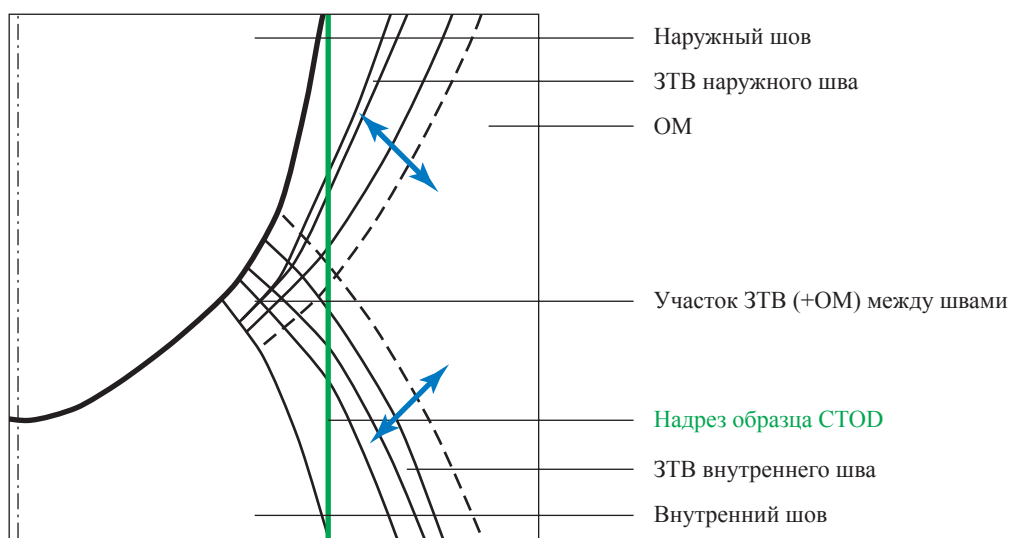


**Рис. 6. Структура металла на фронте трещины в областях межкритического нагрева (а, б, в) и крупного зерна (г, д, е) ЗТВ в СТOD-образцах с низкой (а, г) и высокой (б, в, д, е) трещиностойкостью, вырезанных из ЗС трубы К60-2: а, б, г, д – оптическая микроскопия,  $\times 400$ ; в, е – СЭМ,  $\times 2000$**

заклучить, что в зоне распространения трещины располагается металл в разных структурных состояниях. Особенности структурного состояния характерных зон ЗТВ, таких как зоны межкритического нагрева и крупного зерна, имеющие в структуре неблагоприятные для вязкости металла структурные составляющие (МА-составляющую, цементит, гранулярный бейнит), влияют на общий уровень ударной вязкости и трещиностойкости. Однако в рассматриваемых полнотолщинных образцах СТOD эти зоны ЗТВ располагаются на некотором удалении от зоны посередине

между швами как места наибольших деформаций в сечении образца. Основной металл труб в исходном состоянии имеет высокие значения СТOD, а в состоянии после отпуска структура ОМ не содержит МА-составляющей и протяженных выделений цементита, что позволяет прогнозировать для ОМ после отпуска также высокие значения СТOD.

Поэтому существенное влияние на характер разрушения и получаемые значения СТOD помимо отличительных особенностей структуры металла ЗТВ также оказывает структура металла в зоне посередине между швами, где



**Рис. 7. Участок между надрезом и зоной переплавления швов в сечении образца СТOD типа SENB (увеличенный участок схемы на рис. 3)**

может находиться либо только металл ЗТВ, либо также участок ОМ трубы, подвернутого отпуска (рис. 7). В случае отсутствия в этой зоне образца на фронте трещины ОМ трубы разрушение начинается практически полностью по хрупкому механизму, при этом получают низкие значения СТOD. При наличии на фронте трещины участка ОМ помимо металла ЗТВ страгивание трещины происходит по вязкому механизму (с последующим хрупким разрушением на этапе распространения трещины), а значения СТOD оказываются весьма высокими.

Для ЗС сварных соединений ТБД проведено сравнение положения надреза и участков металла в разных структурных состояниях в образцах для испытаний на ударный изгиб с V-образным надрезом (KCV), отбираемых вблизи поверхности, и полнотолщинных образцах СТOD типа SENB (см. рис. 2 и рис. 7).

В образце KCV надрез пересекает ЛС любого из швов только один раз, благодаря чему достигается позиционирование надреза и места наибольших деформаций в непосредственной близости от зоны крупного зерна ЗТВ, прилегающей к ЛС, а также зоны межкритического нагрева. Результаты испытаний показывают свойства ЗС для металла с наиболее неблагоприятной структурой.

В полнотолщинном образце СТOD надрез пересекает две ЛС, вследствие чего в месте наибольших деформаций посередине сечения образца при разной форме ЛС швов могут располагаться металл разных зон ЗТВ,

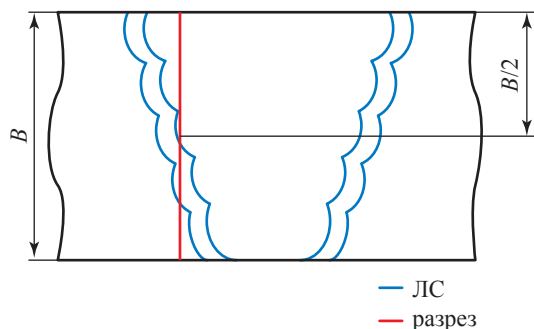
а также участок ОМ трубы. При этом зоны крупного зерна и межкритического нагрева оказываются на некотором расстоянии от места страгивания трещины. Фактически, результаты испытаний показывают некие обобщенные свойства металла в разных участках ЗС сварного соединения. При этом для образцов из одной серии значения СТOD могут существенно различаться из-за незначительного изменения формы ЛС швов или малого смещения фронта трещины.

В стандарте BS EN ISO 15653:2018 дан пример расположения надреза для образца из ЗС со сквозным надрезом (ориентация  $N-P$ ) и пересечением ЛС и надреза в середине образца по толщине (что соответствует 50 % металла шва и 50 % ЗТВ) для одностороннего сварного соединения с разделкой в форме V (рис. 8), но не для двухстороннего сварного соединения с X-образной разделкой. Этим обеспечивается расположение фронта трещины в зонах со структурой, являющейся наиболее неблагоприятной для вязкости металла.

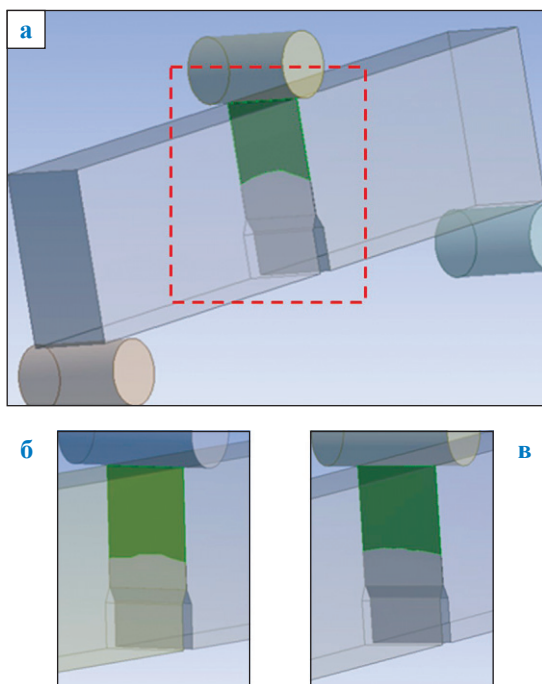
При оценке трещиностойкости металла ЗС труб важно учитывать, что значения СТOD на образцах SENB для металла отдельных участков ЗТВ сварных соединений могут быть достаточно низкими. Например, для низкоуглеродистой стали S500...S550 ( $[C] < 0,07 \%$ , добавки Ni, Mo, Cu в разных количествах) металл характерных зон ЗТВ, полученных имитацией сварочных циклов, при испытаниях показал минимальные значения СТOD<sup>-20</sup> – от 0,04

до 0,24 мм (средние – 0,16...0,31 мм; максимальные – 0,25...0,41 мм) [10].

Возможным направлением совершенствования методики испытаний на CTOD применительно к продольным двухсторонним сварным швам ТБД является использование образцов типа SENB со сквозным надрезом ( $N-P$ ) в положении «50 % металл шва + 50 % ЗТВ», но содержащих ЛС только одного шва



**Рис. 8. Схема расположения надреза на образце сварного соединения для случая образца со сквозным надрезом и пересечением ЛС и надреза посередине размера  $B$  по стандарту BS EN ISO 15653:  $B$  – толщина образца**



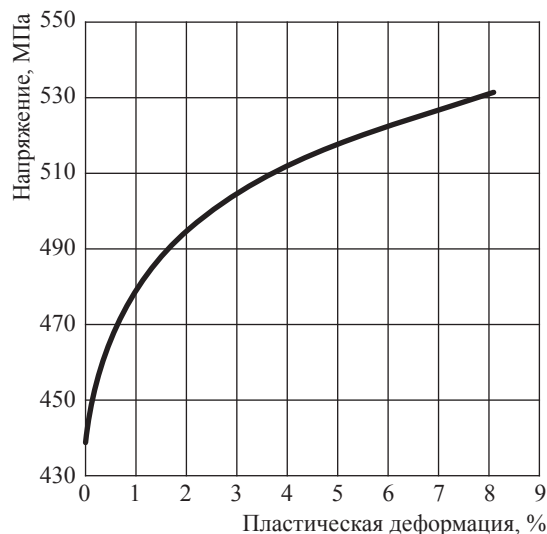
**Рис. 9. Профиль модели фронта трещины для трех образцов из одной серии с остаточными площадями, мм<sup>2</sup>: а – 578,91; б – 665,34; в – 636,49**

(наружного или внутреннего). Образцы располагаются в половине сечения стенки трубы по толщине, подобно образцам KCV, однако масштабируются, как и предусмотрено стандартами на испытания. Страгивание усталостной трещины начинается у ЛС в зонах крупного зерна и межкритического нагрева ЗТВ, имеющих наиболее неблагоприятную структуру. Этим обеспечивается оценка трещиностойкости именно металла вблизи ЛС. Однако для применения образцов существенно более тонких, чем стенка трубы, требуется корректировка правил испытаний.

### Численное моделирование зарождения и распространения трещины в металле

С целью выявления особенностей зарождения и развития трещины в образцах CTOD типа SENB при испытаниях проводили численное моделирование с использованием программного пакета Ansys. На первом этапе моделирования выявляли влияние конфигурации фронта усталостной трещины на значение КИН  $K_I$  [11–13]. Затем исследовали сценарий распространения трещины в образцах. Геометрические модели образцов и граничные условия соответствовали ранее проведенным испытаниям реальных образцов.

Исследование изломов позволило выявить, что каждый образец имеет отличные от других



**Рис. 10. Диаграмма деформирования для упругопластической модели материала:  $T = -20$  °С;  $E = 185$  ГПа – модуль упругости 1-го рода;  $\sigma_{0,2} = 438$  МПа – условный предел текучести;  $\sigma_b = 530$  МПа**

конфигурацию (геометрию) фронта трещины и остаточную рабочую площадь. Различия в остаточной рабочей площади обуславливают различия в НДС образцов при равных кинематических нагрузках. В качестве примера на рис. 9 показаны профили модели фронта трещины для трех образцов из одной серии с разными остаточными площадями (от 578,91 до 665,34 мм<sup>2</sup>).

Упругопластическую модель материала получили путем усреднения (полигональной аппроксимацией) фактических истинных диаграмм деформирования стали К60, в свойства авторами внесена поправка для температуры испытаний до  $T = -20$  °С на основании собственных исследований. Истинная диаграмма деформирования материала показана на рис. 10.

Задача роста трещины решалась с применением модели материала когезионной зоны (англ. cohesive zone material model) на основе разделения элементов с учетом нормального

напряжения разрушения и критической энергии нормального разделения в вершине трещины [14]. Нагружение при численном моделировании соответствовало условиям проведения испытаний в части нагружения трехточечным изгибом, использования роликов в качестве опор и пуансона, перемещения центрального ролика и неподвижности опор. Задача является кинематической, так как перемещение пуансона задается, а узлы конечно-элементной сетки в местах опор не перемещаются. Нагружение образца проходит через контактную задачу с трением, коэффициент трения принят равным 0,3.

Определение параметра КИН проводили с использованием квадратичных изопараметрических элементов, сдвинутых к фронту трещины [11] и имеющих особенности на фронте трещины. Размер ребра элемента при расчете подбирали таким, чтобы его изменение не влияло на результат, т.е. достигалась сходимость решения задачи по сетке.

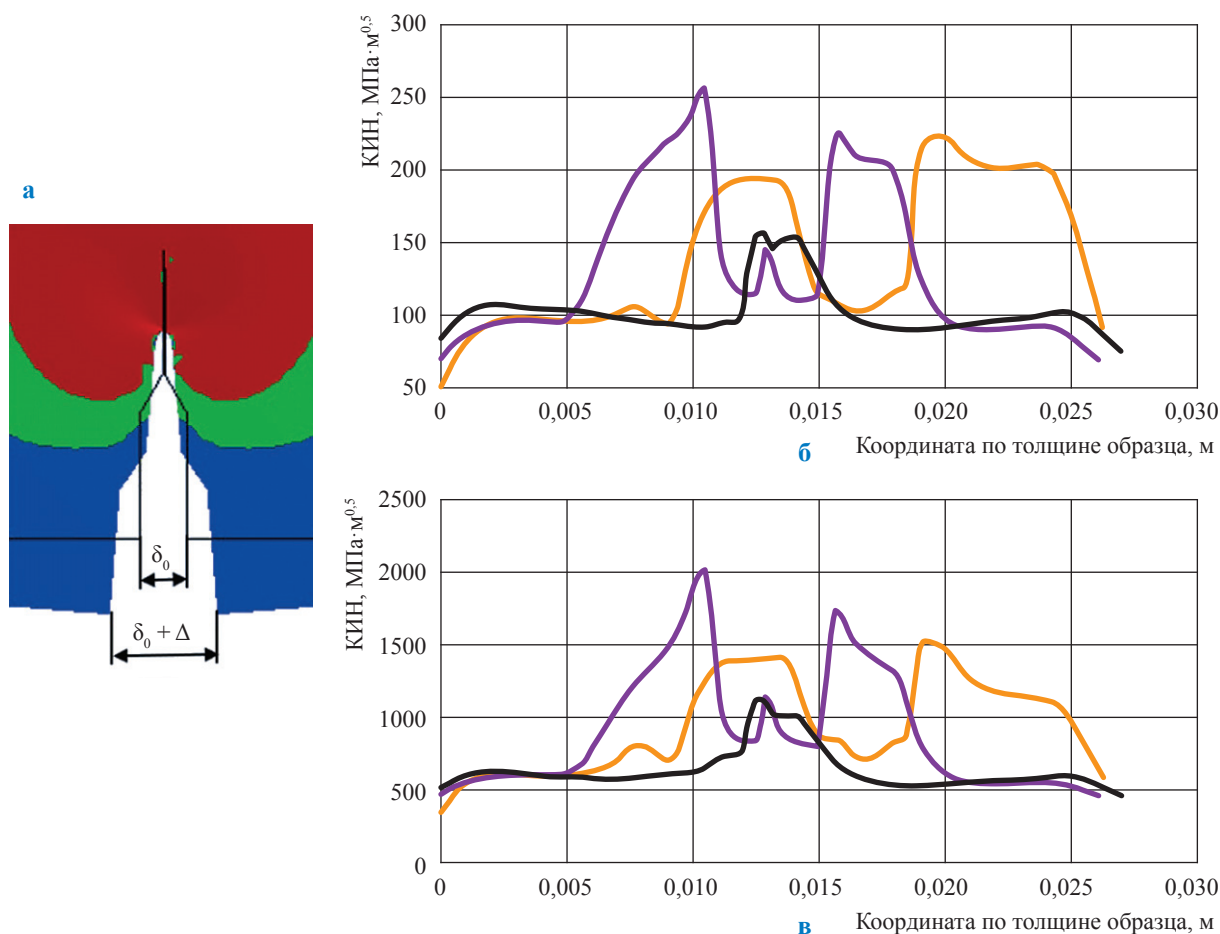


Рис. 11. Зависимость КИН от геометрии трещины при раскрытии образца: схема (а, цветом показаны разные уровни параметра КИН);  $\Delta = 0,4$  мм (б);  $\Delta = 2,0$  мм (в)



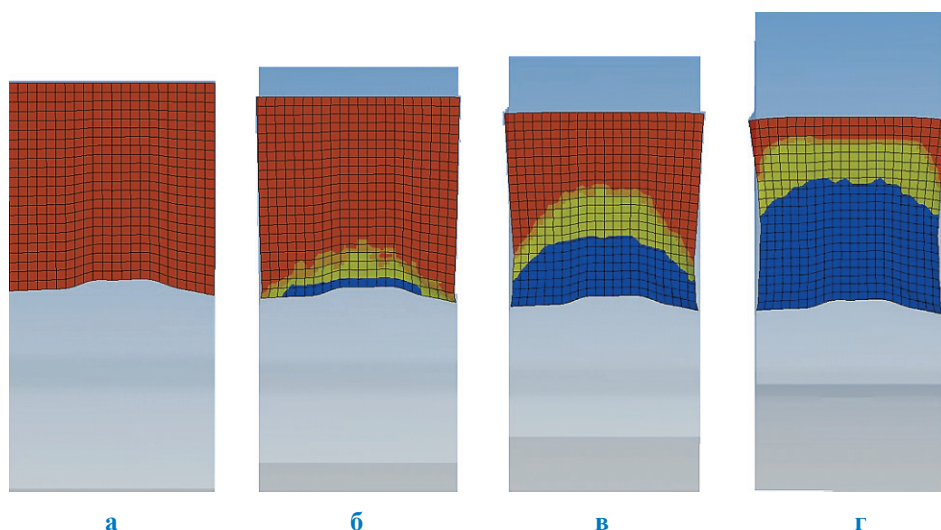


Рис. 12. Этапы развития трещины в образце из ЗС трубы класса прочности К60 со стенкой толщиной 25,8 мм: исходное состояние (а);  $\Delta = 2,63$  мм (б);  $\Delta = 5,72$  мм (в);  $\Delta = 12,35$  мм (г). Цветовая индикация характеризует принцип взаимодействия и (или) взаимного расположения контактных поверхностей

Полученные распределения КИН в вершинах трещин трех образцов из одной серии при одинаковом раскрытии образцов  $\Delta = 0,4$  мм и  $\Delta = 2,0$  мм при условии наличия пластического течения в вершине трещины показаны на рис. 11.

Распределения КИН в вершинах трещин имеют пики, превышающие средние значения для каждой трещины в 1,5 раза и более. В то же время методически<sup>3</sup> расчетная начальная длина трещины  $a_0$ , по которой ведется расчет СТOD, отличается от длин  $a_i$  не более чем в 1,05 раза.

Таким образом, при испытаниях на СТOD металла труб с использованием образцов типа SENB не обеспечивается одинаковый характер развития трещины в образцах из одной серии, поскольку на фронте усталостной трещины возникают пики КИН выше среднего значения для каждой трещины в 1,5 раза и более при одинаковом значении  $\Delta$  (задаваемом в широких пределах – от 0,4 до 2,0 мм). Это связано с различиями в остаточной рабочей площади образца и конфигурации (геометрии) вершины трещины даже при одинаковых характеристиках металла в образцах, т.е. идентичность образцов не обеспечивается.

Получен сценарий роста трещины в образцах СТOD в случае постоянного

кинематического нагружения вплоть до разрушения (рис. 12).

Новый фронт трещины при ее развитии в первый момент стремится к полуэллиптическому виду. В начале зоны развития трещины совпадают с пиковыми расчетными значениями КИН, т.е. конфигурация фронта усталостной трещины является определяющей для дальнейшего ее развития.

Раскрытие испытанных образцов труб размером  $\varnothing 1420 \times 25,8$  мм класса прочности К60 согласно диаграммам «сила – удлинение» составило  $\Delta = 4,2$  мм. Результаты расчетов дают развитие трещины на глубину не более 15 % от остаточной части металла. Натурные результаты испытаний на СТOD охватывают не более 7 % сечения всего образца, что не может являться показательным для работы всего сечения как единого целого.

Поэтому для корректной оценки критического раскрытия в вершине трещины с учетом полной толщины образца необходимо, чтобы натурные образцы имели полуэллиптический фронт усталостной трещины, при котором КИН равномерно распределен по длине трещины. В этом случае обеспечивается работа всего металла по толщине образца, а не только его локальных участков.

Результаты расчета распределения эквивалентных напряжений при различном уровне раскрытия образцов (от  $\Delta = 0,9$  мм до  $\Delta = 13,03$  мм) показали (рис. 13),

<sup>3</sup> См. ISO 12135:2016. Metallic materials – Unified method of test for the determination of quasistatic fracture toughness.

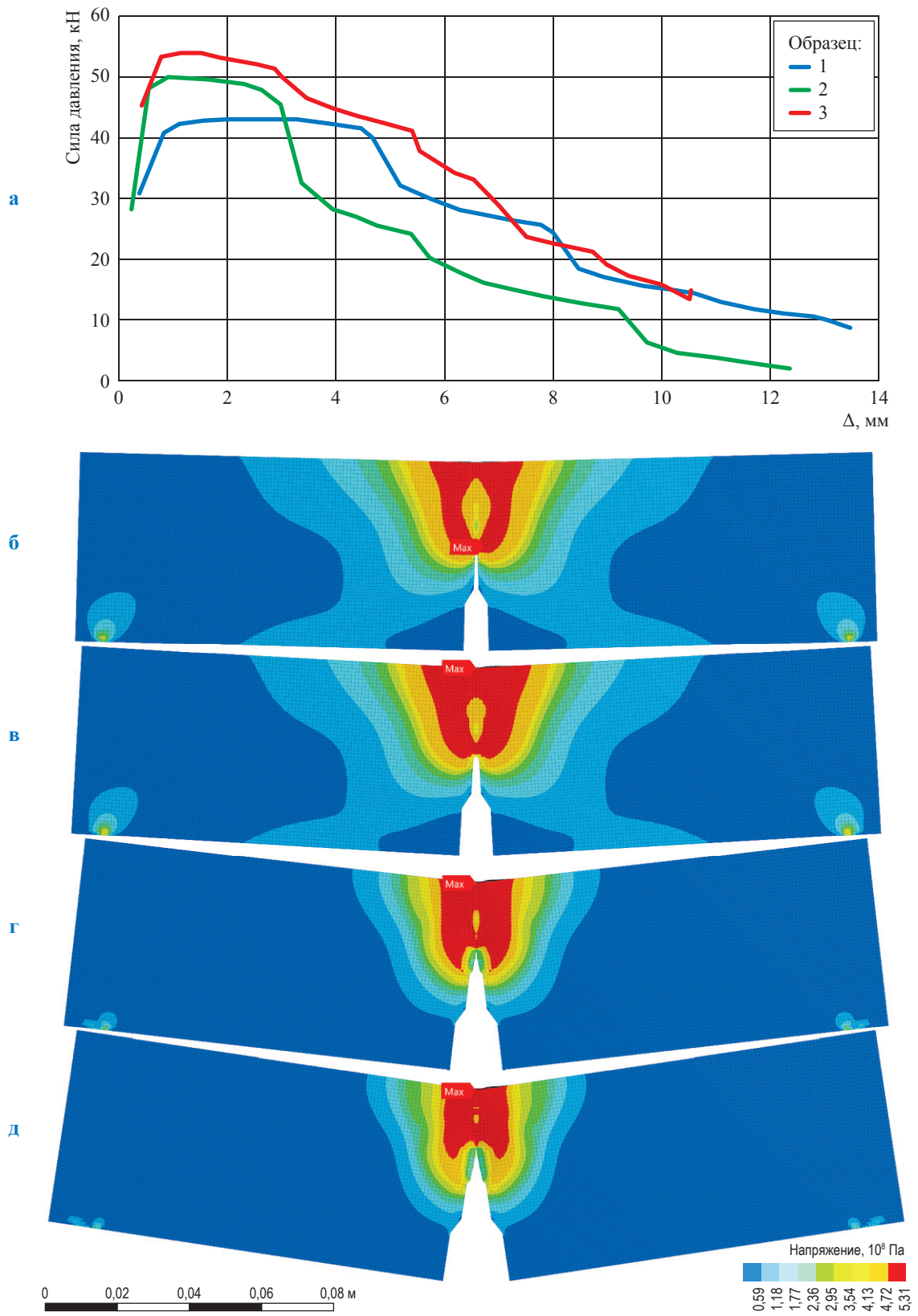


Рис. 13. Зависимость силы нагружения пуансоном от величины раскрытия образцов (а) и картина НДС в образце № 1 при различных значениях  $\delta$ , мм: 2 (б); 4,5 (в); 9,7 (г); 13 (д)

что вне зависимости от величины раскрытия образца и подраста трещины напряженное состояние остаточной части образца имеет одинаковый уровень эквивалентных напряжений в зоне трещины даже при падении силы нагружения пуансоном.

Полученное сохранение НДС при распространении трещины свидетельствует о сохранении накопленной энергии нагружения в результате упругого изгиба самого образца и рабочей части испытательной машины. Схожую картину нагружения и сохранения внутренней энергии в металле при разрушении демонстрируют испытания на оценку ударной вязкости KCV, а также гидравлические испытания труб. При этом гидравлические испытания исследуют работу металла по всей толщине стенки трубы, а совместно с испытаниями на ударную вязкость охватывают механику и характеристику разрушения, наблюдаемую при испытаниях на CTOD. Это исключает необходимость проведения испытаний на CTOD для гарантии работоспособности трубной продукции.

\*\*\*

Характер разрушения образцов CTOD при развитии усталостной трещины различается для случаев низкой и высокой трещиностойкости: при полностью хрупком начале разрушения и малой длине распространения трещины  $\Delta a_{\text{макс}}$  получают низкие значения CTOD ( $\approx 0,1$  мм), а при наличии участка вязкого разрушения и большого значения  $\Delta a_{\text{макс}}$  величина CTOD существенно повышается (более 0,2 мм и примерно до 1,0 мм).

Наличие участка ОМ трубы на фронте трещины в зоне посередине между швами помимо металла ЗТВ является значимым фактором для характера разрушения и получаемых значений CTOD в случае полнотолщинных образцов из ЗС. При наличии ОМ в этой зоне разрушение при страгивании трещины начинается как вязкое и наблюдаются высокие значения CTOD. В случае присутствия там только металла ЗТВ разрушение хрупкое или с минимальным вязким участком, а значения CTOD оказываются существенно ниже.

Особенности структуры зон межкритического нагрева и крупного зерна ЗТВ, имеющих

неблагоприятные для вязкости металла структурные составляющие, влияют на общий уровень ударной вязкости и трещиностойкости, но в полнотолщинном образце CTOD из ЗС труб эти зоны расположены на удалении от фронта трещины.

В полнотолщинном образце CTOD из ЗС труб надрез пересекает две ЛС швов, из-за чего не обеспечивается позиционирование надреза и места наибольших деформаций (в зоне посередине между швами) в непосредственной близости от участков ЗТВ с наиболее неблагоприятной структурой, в отличие от образца KCV.

Характер развития фронта трещины в образцах CTOD типа SENB в целом уникален для каждого образца вследствие различий в форме фронта усталостной (подрощенной) трещины, наличия значительных пиков КИН выше среднего значения в 1,5 раза и более, различий в остаточной рабочей площади образца. Тем самым не обеспечена идентичность образцов.

Развитие трещины в образце CTOD типа SENB происходит на глубину не более 15 % от остаточной части металла, натурные результаты испытаний на CTOD охватывают не более 7 % сечения образца и не могут экстраполироваться на работу всего сечения как единого целого.

Напряженное состояние остаточной части образца имеет одинаковый уровень эквивалентных напряжений в зоне трещины вне зависимости от величины раскрытия образца и подраста трещины. Испытания на CTOD дают картину НДС металла, схожую с испытаниями на ударный изгиб (KCV) и гидравлическими испытаниями труб.

Испытания металла ЗС труб на трещиностойкость с определением величины CTOD в рассматриваемом виде имеют в методике случайные и невоспроизводимые параметры, в том числе: конфигурацию фронта трещины, структурное состояние металла в месте страгивания усталостной трещины. Методика пригодна для сопоставления материалов и технологий, используемых в производстве ТБД. Однако ее применение для сдаточных испытаний трубной продукции представляется нецелесообразным.

## Список литературы

1. Эфрон Л.И. Металловедение в «большой» металлургии. Трубные стали / Л.И. Эфрон. – М.: Металлургиздат, 2012. – 696 с.
2. Борцов А.Н. Особенности многоэлектродной сварки под слоем флюса при производстве высокопрочных толстостенных труб / А.Н. Борцов, И.П. Шабалов, А.А. Величко и др. // Металлург. – 2013. – № 4. – С. 69–76.
3. Худяков А.О. Обеспечение трещиностойкости сварных соединений толстостенных труб большого диаметра класса прочности К60, К65 / А.О. Худяков, П.А. Данилкин // Вестник ЮУрГУ. Серия: Металлургия. – 2015. – Т. 15. – № 1. – С. 96–102.
4. Li Y. Effect of morphology of martensite-austenite phase on fracture of the weld heat affected zone in vanadium and niobium microalloyed steels / Y. Li, T.N. Baker // Materials Science and Technology. – 2010. – Т. 26. – № 9. – С. 1029–1040.
5. Yang Y. Fracture toughness of the materials in welded joint of X80 pipeline steel / Y. Yang, L. Shi, Z. Xu et al. // Engineering Fracture Mechanics. – 2015. – № 148. – С. 337–349.
6. Зотов О.Г. Исследование причин снижения вязких характеристик образцов трубной стали при испытаниях на CTOD / О.Г. Зотов, Р.В. Сулягин, А.А. Кононов и др. // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2014. – № 4 (207). – С. 156–165.
7. Moore P. CTOD and pipelines: the past, present, and future / P. Moore, H. Pisarski // The Journal of Pipeline Engineering. – 2013. – 3-й квартал. – С. 237–244.
8. Zhu X.-K. Review of fracture toughness test methods for ductile materials in low-constraint conditions / X.-K. Zhu // Int. J. of Pressure Vessels and Piping. – 2016. – № 139–140. – С. 173–183.
9. Антонов М.И. Особенности методики проведения механических испытаний по определению характеристик трещиностойкости сварных соединений и трубных сталей, применяемых на объектах ПАО «Газпром» / М.И. Антонов, И.Ю. Пушева, Э.И. Мансырев и др. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 8. – С. 68–74.
10. Lee S.G. Effects of Ni and Mn addition on critical crack tip opening displacement (CTOD) of weld-simulated heat-affected zones of three high-strength low-alloy (HSLA) steels / S.G. Lee, D.H. Lee, S.S. Sohn, et al. // Materials Science & Engineering A. Structural Materials: Properties, Microstructure and Processing. – 2017. – № 697. – С. 55–65.
11. Панасюк В.В. Основы механики разрушения материалов / В.В. Панасюк, А.Е. Андрейкив, В.З. Партон. – Киев: Наукова Думка, 1988. – 488 с.
12. Морозов Е.М. Ansys в руках инженера: механика разрушения / Е.М. Морозов, М.Ю. Музеймек, А.С. Шадский. – 2-е изд., испр. – М.: ЛЕНАНД, 2010. – 456 с.
13. Zhu X.-K. Review of fracture toughness (G, K, J, CTOD, CTOA) testing and standardization (1-1-2012) / X.-K. Zhu, J.A. Joyce // U.S. Navy Research. – Paper 97. – <http://digitalcommons.unl.edu/usnavyresearch/97>
14. Park K. Cohesive zone models: a critical review of traction-separation relationships across fracture surfaces / K. Park, G.H. Paulino // Applied Mechanics Reviews. – 2011. – Т. 64. – Ноябрь. – С. 060802-1–060802-20.

## Specific fracture pattern and metal structure in a fusion zone of a gas main welded seam observed during CTOD tests

I.P. Shabalov<sup>1</sup>, P.P. Stepanov<sup>2</sup>, S.A. Chegurov<sup>2</sup>, V.Ya. Velkodnev<sup>3</sup>, S.Yu. Nastich<sup>4\*</sup>, V.S. Kalenskiy<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Pipe Producers Association, Bld. 1, Olof Palme street, Moscow, 119590, Russian Federation

<sup>2</sup> Vyksa Steel Works, Bld. 45, Br. Batashev str., Vyksa, Nizhny Novgorod region, 607060, Russian Federation

<sup>3</sup> Center for Expertise of Pipeline Systems and Engineering LLC, office 22, Bld. 2, Est. 8, Yauzskaya street, Moscow, 109240, Russian Federation

<sup>4</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>5</sup> MOSGAZ JSC, Bld. 1, Est. 11, Mruzovskiy bystreet, Moscow, 105120, Russian Federation

\* E-mail: S\_Nastich@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** In respect for large-diameter pipes (LDP) a fusion zone (FZ) is a sector of the most complicated metal structure. The FZ metal has worse toughness and crack resistance vs a parent metal and a metal of a welded seam. The LDP specifications often require the 3 point bending CTOD testing of pipe FZs using notched pipe specimens

(NP positioning according to BS EN ISO 15653) with the “50% of seam metal + 50% of a heat affected zone” holding.

There were studies of fracture patterns and metal structure at fronts of fatigue cracks at the CTOD samples taken from the FZs of various  $\text{O}1420 \times 25.8$  mm K60-grade tubes. A factual shift of a crack front related to a given notch position was determined. Behavior of cracks in the FZ specimens with different crack resistance values was examined including the maximal lengths of crack propagation and the lengths of the sectors with plastic character of rapture. The specifics of metal structure at the crack front depending on alloy additions of the parent pipe metal and CTOD levels was uncovered. The notch positions and metal structures were compared for KCV samples taken near the pipe surface and the full-thickness CTOD samples taken from FZs of the LDP welded seams.

Numeric simulation of crack birth and evolution in a LDP metal was carried out using the Ansys software. As a result, the stress intensity factor distribution and scenarios of crack evolution depending on crack opening values were examined. An applied procedure of CTOD tests for FZs of pipes has few peculiar features, namely these are the troublesome standardization of crack positioning in respect to the metal sections with different structure, and heterogeneity of a crack front profile when it grows after initiation.

**Keywords:** large-diameter pipes, fusion zone, crack resistance (fracture toughness), microstructure, bainite, numerical simulation, stress intensity factor, equivalent stresses.

## References

1. EFRON, L.I. *Metal science in “grand” metallurgy. Pipe steels* [Metallovedeniye v “bolshoy” metallurgii. Trubnyye stali]. Moscow: Metallurgizdat, 2012. (Russ.).
2. BORTSOV, A.N., I.P. SHABALOV, A.A. VELICHKO, et al. Specifics of multiple-electrode welding under a fluxing-stone layer during manufacturing of high-strength thick-walled pipes [Osobnosti mnogoelektrodnoy svarki pod slozem flyusa pri proizvodstve vysokoprochnykh tolstostennykh trub]. *Metallurg*, 2013, no. 4, pp. 69–76. ISSN 0026-0827. (Russ.).
3. KHUDYAKOV, A.O., P.A. DANILKIN. Provision of crack resistance for welded joints of thick-welded large-diameter K60–K65-grade pipes [Obespecheniye treshchinostoykosti svarnykh soyedineniy tolstostennykh trub bolshogo diametra klassa prochnosti K60, K65]. *Vestnik YuUrGU. Series: Metallurgiya*, 2015, vol. 15, no. 1, pp. 96–102. ISSN 1990-8482. (Russ.).
4. LI, Y., T.N. BAKER. Effect of morphology of martensite-austenite phase on fracture of the weld heat affected zone in vanadium and niobium microalloyed steels. *Materials Science and Technology*, 2010, vol. 26, no. 9, pp. 1029–1040. ISSN 0267-0836.
5. YANG, Y., L. SHI, Z. XU et al. Fracture toughness of the materials in welded joint of X80 pipeline steel. *Engineering Fracture Mechanics*, 2015, no. 148, pp. 337–349. ISSN 0013-7944.
6. ZOTOV, O.G., R.V. SULYAGIN, A.A. KONONOV, et al. Study of reasons for lowering viscosity of pipe steel samples during CTOD tests [Issledovaniye prichin snizheniya vyazkikh kharakteristik obraztsov trubnoy stali pri ispytaniyakh na CTOD]. *Nauchno-tekhnicheskiye Vedomosti Sankt-Peterburgskogo Gosudarstvennogo Politehnicheskogo Universiteta*, 2014, no. 4(207), pp. 156–165. ISSN 1994-2354. (Russ.).
7. MOORE, P., H. PISARSKI. CTOD and pipelines: the past, present, and future. *The Journal of Pipeline*, 2013, 3<sup>rd</sup> quarter, pp. 237–244. ISSN 1753-2116.
8. ZHU, X.-K. Review of fracture toughness test methods for ductile materials in low-constraint conditions. *Int. J. of Pressure Vessels and Piping*, 2016, no. 139–140, pp. 173–183. ISSN 0308-0161.
9. ANTONOV, M.I., I.Yu. PUSHEVA, E.I. MANSYREV, et al. Specifics of a procedure for mechanical tests on determination of crack resistance characteristics of welded joints and pipe steels used at the Gazprom PJSC facilities [Osobnosti metodiki provedeniya mekhanicheskikh ispytaniy po opredeleniyu kharakteristik treshchinostoykosti svarnykh soyedineniy i trubnykh staley, primenyayemykh na obyektakh PAO “Gazprom”]. *Territoriya Neftegaz*, 2015, no. 8, pp. 68–74. ISSN 2072-2745. (Russ.).
10. LEE, S.G., D.H. LEE, S.S. SOHN, et al. Effects of Ni and Mn addition on critical crack tip opening displacement (CTOD) of weld-simulated heat-affected zones of three high-strength low-alloy (HSLA) steels. *Materials Science & Engineering A. Structural Materials: Properties, Microstructure and Processing*, 2017, no. 697, pp. 55–65. ISSN 0921-5093.
11. PANASYUK, V.V., A.Ye. ANDREYKIV, V.Z. PARTON. *Fundamentals of fracture mechanics* [Osnovy mekhaniki razrusheniya materialov]. Kiev: Naukova Dumka, 1988. (Russ.).
12. MOROZOV, Ye.M., M.Yu. MUZEYMNEK, A.S. SHADSKIY. *Ansys in engineer’s holdfast: fracture mechanics* [Ansys v rukakh inzhenera: mekhanika razrusheniya]. 2<sup>nd</sup> ed., revised. Moscow: LENAND, 2010. (Russ.).
13. ZHU, X.-K., J.A. JOYCE. Review of fracture toughness (G, K, J, CTOD, CTOA) testing and standardization (1-1-2012). In: *U.S. Navy Research* [online], paper 97. Available from: <http://digitalcommons.unl.edu/usnavyresearch/97>
14. PARK, K., G.H. PAULINO. Cohesive zone models: a critical review of traction-separation relationships across fracture surfaces. *Applied Mechanics Reviews*, 2011, vol. 64, November, pp. 060802-1–060802-20. ISSN 0003-6900.

УДК 621.515

## Исследования лопаточных диффузоров центробежных компрессоров численными методами

Е.П. Петухов<sup>1</sup>, Ю.Б. Галеркин<sup>1</sup>, А.Ф. Рекстин<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Российская Федерация, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29

\* E-mail: rekstin2k7@mail.ru

**Ключевые слова:** газодинамическое проектирование, моделирование турбулентного течения газа, лопаточный диффузор центробежного компрессора, модель КПД компрессорной ступени, метод универсального моделирования.

**Тезисы.** Описана новая методика математического моделирования течения газа в лопаточном диффузоре центробежной компрессорной ступени (виртуальная аэродинамическая труба), предназначенная для проведения массовых расчетов с изменяющимися геометрическими параметрами. Результаты массовых расчетов использованы для проектирования КПД ступени методом универсального моделирования.

Центробежные компрессоры используют в химической, металлургической, холодильной, нефтегазовой промышленности и пр. Их единичная мощность достигает нескольких десятков тысяч киловатт, а установленная мощность в РФ измеряется десятками миллионов киловатт. Затраты энергии на привод компрессоров колоссальны.

С целью совершенствования процесса газодинамического проектирования разработана методика математического моделирования течения газа в лопаточном диффузоре центробежной компрессорной ступени (виртуальная аэродинамическая труба) для проведения массовых расчетов с изменяющимися геометрическими параметрами. Результаты массовых расчетов использованы для создания модели КПД ступени методом универсального моделирования.

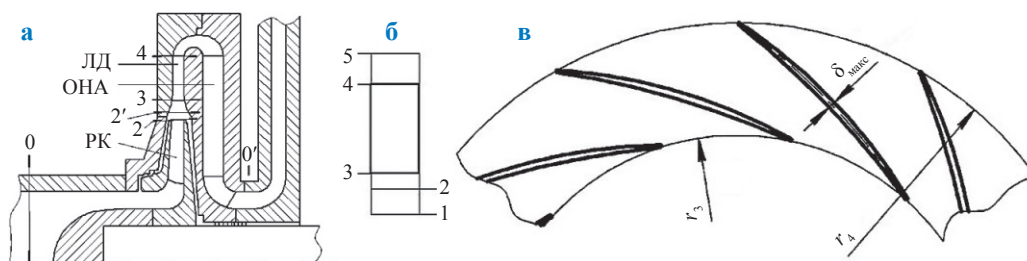
### Метод универсального моделирования

Поскольку уравнения движения газа описываются неинтегрируемыми дифференциальными уравнениями 2-го порядка, практика газодинамического проектирования основана на разного рода математических моделях [1–6]. Общая задача моделей – рассчитать газодинамические характеристики компрессора с произвольной (не абсурдной) проточной частью. Это позволяет спроектировать компрессор, развивающий нужное отношение давлений при заданном расходе. Из ряда вариантов проточной части, обеспечивающих это условие, выбирается вариант с наименьшей потребляемой мощностью, т.е. с наивысшим КПД.

Метод универсального моделирования [7–10] решает задачу оптимального проектирования с помощью системы алгебраических уравнений с рядом эмпирических коэффициентов, определяемых в процессе идентификации – сопоставления эмпирических и расчетных характеристик специальных модельных ступеней. Схема модельной ступени, состоящей из рабочего колеса (РК), лопаточного диффузора (ЛД) и обратно направляющего аппарата (ОНА), показана на рис. 1.

Наиболее сложный вопрос математического моделирования – определение КПД ( $\eta$ ). В теории турбомашин принято рассчитывать потерю КПД в каждом из элементов проточной части и суммировать эти потери. Для ступени (см. рис. 1а):  $\eta = 1 - \Delta\eta_{\text{РК}} - \Delta\eta_{\text{ЛД}} - \Delta\eta_{\text{ОНА}}$ , где  $\Delta\eta_{\text{РК}}$ ,  $\Delta\eta_{\text{ЛД}}$ ,  $\Delta\eta_{\text{ОНА}}$  – потери КПД в РК, ЛД, ОНА соответственно.

Автор одного из методов моделирования [5, 6] использует для идентификации модели экспериментальные характеристики элементов ступени. Если поставить приемники давления в контрольных сечениях – например, в сечении 2' между вращающимся колесом и диффузором (см. рис. 1а) – то характеристики можно измерить. Это так называемые поэлементные испытания ступени. Ю.Б. Галеркин



**Рис. 1. Схемы модельной ступени (а) и ЛД (б) с контрольными сечениями (показаны арабскими цифрами, которые далее используются в индексах соответствующих условных обозначений); межлопаточный канал ЛД (в):**  
 $r_3, r_4$  – радиусы соответственно начала и конца лопаток;  
 $\delta_{\max}$  – максимальная толщина лопатки

объясняет некоторую некорректность такого подхода к идентификации модели [7]. Течение в лопаточных аппаратах компрессоров диффузорное и сопровождается отрывом потока. Вихревые зоны, возникшие, например, в РК, выходят в ЛД. В ЛД происходят потери смешения, в которых «виновато» РК. Но измерительные приборы, расположенные на границах ЛД, фиксируют вихревые потери колеса как потери в диффузоре. Равным образом вихревые потери ЛД относятся к потерям в ОНА.

По этой причине методом универсального моделирования идентификация модели выполняется именно по характеристикам ступени в целом, а не по характеристикам отдельных элементов. Однако известен опыт успешного исследования безлопаточных диффузоров (БЛД) методами вычислительной газодинамики, расчета и обобщения их газодинамических характеристик [11–14]. Эти характеристики интегрированы в математическую модель КПД ступени вместо математической модели БЛД с эмпирическими коэффициентами.

Целесообразно реализовать аналогичный подход и применительно к ЛД, для чего нужно рассчитать характеристики большого количества диффузоров с разными параметрами и описать характеристики аналитическими зависимостями для интеграции в математическую модель ступени.

Следует сказать, что классическая теория близких по принципу действия осевых компрессоров целиком построена на продувке лопаточных решеток в реальных аэродинамических трубах [15, 16]. Поэтому вычислительный эксперимент с ЛД можно назвать испытанием ЛД центробежных компрессорных ступеней в виртуальной аэродинамической трубе. Цель представленного исследования – поиск

наиболее корректной методики проведения таких испытаний.

### Аэродинамические характеристики ЛД

В аэродинамической трубе [16] воздух поступает в плоскую прямую решетку профилей из атмосферы под действием разрежения, создаваемого вентилятором. Поток на входе в решетку равномерный. Угол атаки определяется углом установки решетки по отношению к оси аэродинамической трубы. Из решетки поток поступает в прямую трубу. Измерение параметров за решеткой производится на некотором удалении, где поток выравнивается. При испытании прямой решетки за пределами решетки газ движется прямолинейно с постоянной скоростью.

При аналогичном виртуальном испытании ЛД как изолированного элемента лопаточной решетке должны предшествовать и за ней следовать каналы, на границах которых поток практически равномерный (см. рис. 1в).

Лопаточная решетка ЛД ограничена сечениями 3 и 4 (см. рис. 1аб). В реальной ступени между выходом из РК и лопатками диффузора есть небольшое безлопаточное пространство, которое целесообразно включить в испытуемый объект. При испытании круговой решетки ЛД перед решеткой и за ней поток циркуляционный, диффузорный. Это необходимо учесть при формировании методики численного эксперимента с круговой лопаточной решеткой.

Задача расчета (математического моделирования) ЛД не отличается от моделирования любого другого элемента проточной части. На входе известны давление, температура, значение и направление скорости потока. Задача заключается в том, чтобы рассчитать эти же

Таблица 1

**Газодинамические характеристики ЛД:**

$c$  – абсолютная скорость потока, м/с;  $k$  – показатель адиабаты;  $\bar{m}$  – массовый расход, кг/с;  
 $p$  – давление, Па;  $T$  – температура, К;  $\alpha$  – угол потока, град.;  $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

звездочкой сверху отмечены заторможенные параметры

Параметр	Сжимаемый поток	Несжимаемый поток
Замедление потока	$\dot{c}_d = \frac{c_4}{c_2}$	
КПД	$\eta_d = \frac{\ln \frac{p_4}{p_2}}{\frac{k}{k-1} \ln \frac{T_4}{T_2}}$	$\eta_{д.нск} = \frac{p_4 - p_2}{0,5c_2^2 \rho (1 - \dot{c}_d^2)}$
Коэффициент потери полного давления	$\sigma = \frac{p_4^*}{p_2^*}$	
Коэффициент потерь	$\zeta_d = \frac{1 - \eta_d}{1 - \dot{c}_d^2}$	То же или $\zeta_d = \frac{p_2^* - p_4^*}{0,5c_2^2 \rho} = \frac{p_2^*}{0,5c_2^2 \rho} (1 - \sigma^2)$
Коэффициент восстановления	$\xi_d = 1 - \dot{c}_d^2 - \zeta_d$	
Угол отставания потока на выходе	$\Delta\alpha_4 = \alpha_{д4} - \alpha_4$ , где $\alpha_{д4}$ – выходной угол лопатки	

параметры на выходе из элемента. В табл. 1 приведены газодинамические характеристики ЛД, используемые в практике расчетов и моделирования.

Перечисленные в табл. 1 коэффициенты связаны между собой. Для расчета параметров потока на выходе из диффузора достаточно располагать значениями двух любых коэффициентов. При любом инженерном методе проектирования основные размеры проточной части определяются на основании средних значений  $p$ ,  $T$  и  $c$ . Результатом CFD<sup>1</sup>-расчета является поле параметров этих величин, которые необходимо корректно осреднить [17–20].

При отладке методики расчетного исследования авторы использовали следующий порядок измерения и обработки рассчитанных величин:

1) по результатам CFD-расчета в сечении 4 определяются:

$$\bullet c_{4,сп} = \left( \frac{\sum df \rho_4 c_4^3 \sin \alpha_5}{\bar{m}} \right)^{\frac{1}{3}} - \text{ скорость,}$$

соответствующая среднему динамическому напору, где  $f$  – площадь поверхности сечения;  $\bar{m}$  – массовый расход;

$$\bullet T_{4,сп} = \frac{\sum df \rho_4 c_4 \sin \alpha_4 T_4}{\bar{m}} - \text{ температура,}$$

соответствующая средней энтальпии;

$$\bullet p_{4,сп} = \frac{\sum df \rho_4 c_4 \sin \alpha_4 p_4}{\bar{m}} - \text{ среднее ста-}$$

тическое давление;

$$\bullet p_{4,сп}^* = \frac{\sum df \rho_4 c_4 \sin \alpha_4 p_4^*}{\bar{m}} - \text{ среднее пол-}$$

ное давление;

2) для ЛД со средними типичными параметрами выполнены расчеты при разной радиальной протяженности безлопаточного участка на выходе, т.е. при разном отношении  $D_5/D_2$  (диаметров сечений 5 и 2). В сечении 5 рассчитано осредненное полное давление:

$$p_{5,сп}^* = \frac{\sum df \rho_5 c_5 \sin \alpha_5 p_5^*}{\bar{m}}.$$

Расчетное исследование следует выполнять при таком отношении  $D_5/D_2$ , когда полное давление перестает уменьшаться, т.е. заканчиваются потери смешения;

3) коэффициент потери полного давления, измеренный непосредственно за лопа-

точной решеткой,  $\sigma_{2-4} = \frac{p_4^*}{p_1^*}$  можно считать

отражением потерь трения ЛД. Аналогично

<sup>1</sup> CFD (англ. computational fluid dynamics) – вычислительная гидродинамика.



коэффициент потери полного давления в безлопаточном пространстве без трения на стенках

$$\sigma_{4-5} = \frac{P_5^*}{P_4^*}$$

соответствует потерям смешения, возникающим при отрыве потока в ЛД. Значение  $T_{4,сп}$  сравнивается со статической температурой, рассчитанной по формуле

$$T_4 = T^* - \frac{c_{4,сп}^2}{2010}.$$

При заметном расхождении решается вопрос о том, по какой температуре считать КПД диффузора.

Расчеты течения выполняются в программном комплексе Ansys CFX, где численно решается система стационарных уравнений Навье – Стокса, осредненных по Рейнольдсу (RANS – *англ.* Reynolds-averaged Navier-Stokes) [21, 22]. В качестве замыкающего соотношения используется стандартная модель турбулентности  $k-\epsilon$ . Поскольку рассматриваемые течения потока являются отрывными, сходимость решения необходимо контролировать не столько по значениям невязок неизвестных ( $10^{-4} \dots 10^{-6}$ ), сколько по установлению режима течения: малому (0,1 %) изменению расходов во входном и выходном сечениях, осредненных скорости и температуры в выходном сечении на протяжении нескольких десятков итераций.

### Сопоставление двух- и трехмерного расчетов

При продувке плоских прямых решеток осевых компрессоров в аэродинамических трубах основные эксперименты выполняются в двухмерной постановке. Параметры потока измеряются в плоскости, проходящей посередине высоты лопаток, где влияние ограничивающих высоту лопаток поверхностей считается незначительным. Определяются профильные потери, для расчета которых предложены аналитические зависимости. Для расчета потерь на ограничивающих поверхностях проводятся отдельные эксперименты и существуют отдельные зависимости [7, 16].

Возможность аналогичной продувки ЛД в виртуальной аэродинамической трубе исследована для ЛД размерами  $D_2 = 350$  мм,  $D_5 = 875$  мм при входном угле  $\alpha_2 = \alpha_{н3} = 15^\circ$ ,

числе лопаток  $z = 15$  и критерии подобия  $Re = 243000$  (число Рейнольдса). Расчеты сделаны с использованием сетки для одного межлопаточного канала толщиной в один элемент (10 % высоты исходного канала) при их общем количестве 8016. В качестве замыкающего соотношения для вязкого течения использовалась модель турбулентности  $k-\epsilon$  с масштабируемыми пристеночными функциями. Для ограничивающих поверхностей было установлено условие симметрии, что исключает их влияние и делает поток двухмерным. Структуру потока демонстрирует рис. 2 в сопоставлении с экспериментальными данными.

Зоны отрыва на выпуклой поверхности лопаток диффузора, визуализированные напылением красителя, при условном коэффициенте расхода  $\Phi$ , приблизительно равном расчетному значению, очень характерны для этого элемента проточной части. Проблема в том, что в отличие от решеток осевых компрессоров, где отрыв потока на расчетном режиме недопустим, при замедлении потока в ЛД даже на расчетном режиме отрыв неизбежен.

Рис. 26 показывает, что отрыв потока происходит на выпуклой поверхности, как в обычном криволинейном колене. На первый взгляд это кажется парадоксальным, так как на выпуклой поверхности давление больше, чем на вогнутой поверхности на том же радиусе. Общеизвестно, что в РК образование следа – аналога отрыва потока – всегда происходит на поверхности разрежения, на задней поверхности лопаток. В ЛД ситуация противоположная. Это объясняется [7] тем, что в направлении нормали к поверхности лопаток выпуклая поверхность есть поверхность разрежения.

Показано [1], что отрыв потока в ЛД на выпуклой передней поверхности минимизирует вихревые потери, так как скорость в точке отрыва много меньше скорости потока на том же радиусе на задней поверхности.

Схема течения с неприемлемостью отрыва потока на задней поверхности лопаток ЛД математически описана методом универсального моделирования [7]. Пример влияния угла изогнутости лопаток ЛД на КПД ступени, определенном методом универсального моделирования, приведен на рис. 3.

При увеличении угла поворота потока за счет большей изогнутости лопаток КПД растет до тех пор, пока выпуклой не становится задняя поверхность. При этом точка отрыва

<sup>2</sup> Здесь  $k$  – кинетическая энергия турбулентности,  $\epsilon$  – скорость диссипации кинетической энергии турбулентности.

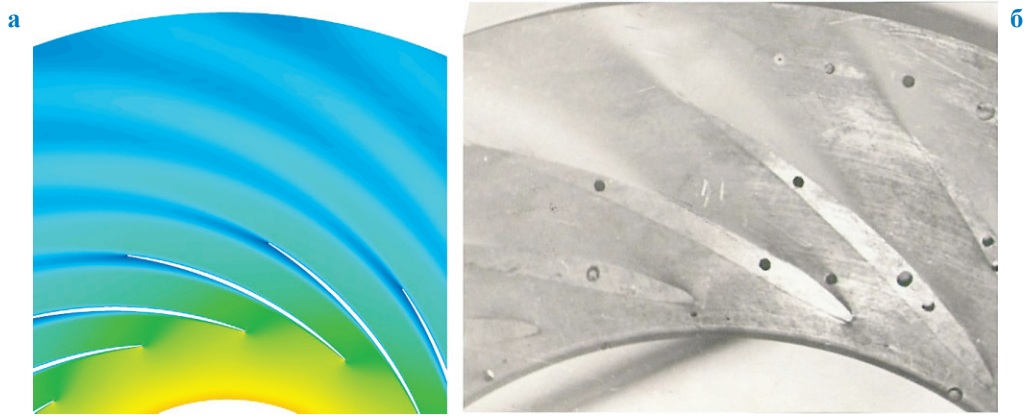


Рис. 2. Структура двухмерного (скорость) потока в ЛД согласно двухмерному CFD-расчету (а) и экспериментальной визуализации (б [1])

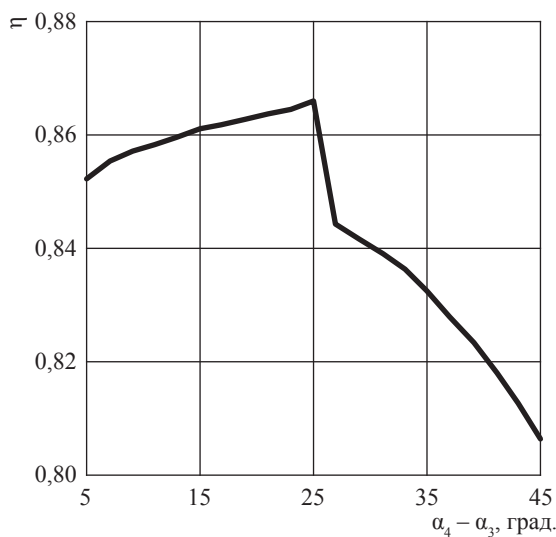


Рис. 3. КПД ступени в зависимости от угла поворота потока в ЛД

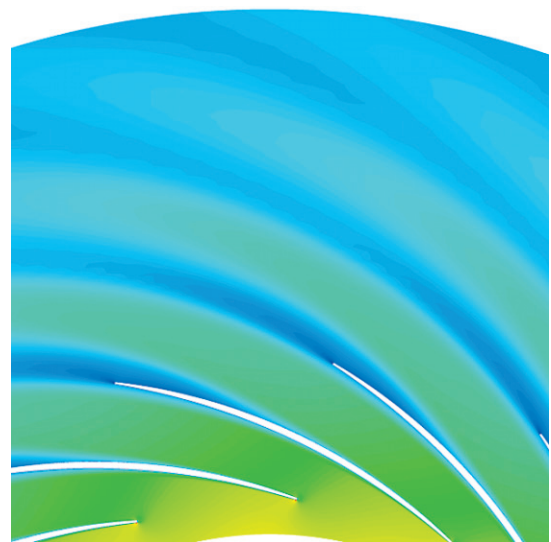


Рис. 4. Структура потока на средней по высоте лопаток поверхности тока в ЛД по трехмерному CFD-расчету с трением на ограничивающих поверхностях:

$D_2 = 350$  мм;  $D_5 = 875$  мм;  
 входной угол  $\alpha_2 = \alpha_{пз} = 15^\circ$ ;  $z = 15$ ;  
 $Re = 243000$ ; сетка: 256512 элементов;  
 модель турбулентности  $k-\epsilon$

перемещается туда – в область высоких скоростей. Неэффективность ЛД с выпуклой задней поверхностью проверена экспериментально.

Таким образом, при моделировании принципиально важно получить соответствие экспериментально установленному характеру отрыва потока. Но расчет без влияния стенок выявил принципиально иную картину (рис. 4).

В этом случае картина течения соответствует визуализированной картине течения

в реальном диффузоре. Испытания ЛД в виртуальной аэродинамической трубе сделаны в трехмерной постановке. Соответственно, задано условие прилипания газа к ограничивающим поверхностям между сечениями 2 и 4 (фактически максимально близко к указанным сечениям с целью повышения качества сетки). На стенках между сечениями 1 и 2 и между секциями 4 и 5 трения на ограничивающих поверхностях нет.

### Положение конечного сечения 5

Для диффузора размерами  $D_1 = 350$  мм и  $b = 21$  мм (ширина диффузора) при начальных условиях  $p^* = 1$  атм,  $T^* = 288$  К, размере сетки одного канала  $\sim 260000$  ячеек и модели турбулентности  $k-\epsilon$  сделаны расчеты при  $D_3/D_2 \in \{2; 2,5; 3\}$ . Цель – определить, на каком расстоянии от лопаточной решетки заканчиваются потери смешения и поток выравнивается.

На рис. 5 показаны поле скоростей на средней по высоте лопаток поверхности тока и изотахи в сечении 5 при максимальном соотношении  $D_3/D_2 = 3$ .

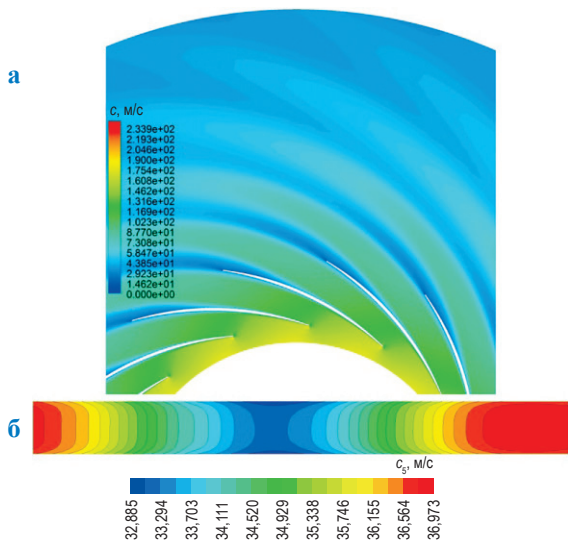


Рис. 5. Поле скоростей на срединной поверхности (а) и в выходном сечении при  $D_3/D_2 = 3$  (б). Сектор соответствует одному межлопаточному каналу

Даже при таком большом расстоянии от лопаточной решетки поток полностью не выравнивается. Но инженерный подход к расчету этого и не требует. Расчеты показывают, что практически потери давления прекращаются при  $D_3/D_2 = 2,5$ . При этом отношении рекомендовано делать расчетные эксперименты с ЛД.

### Положение начального сечения

При физических и расчетных экспериментах с прямыми решетками вопрос положения начального сечения не имеет существенного значения. Идеальным было бы считать начальным расчетным сечение 2, где в реальной ступени поток поступает в диффузор из РК. Для этого надо убедиться в том, что возмущение от лопаток, распространяющееся вниз по потоку, не слишком велико.

На рис. 6 показаны поля скоростей перед лопатками диффузора в сечениях 1 (см. а), 2' (посередине между 1 и 2) (см. б) и 2 для случая  $D_1 = 0,8D_2$  (см. в). Видно, что вносимое ими возмущение распространяется вниз по потоку и ослабевает достаточно быстро. В сечении 1 поток практически равномерный, в сечении 2 значение скорости меняется не более чем на 3,4 %. В случае совмещения сечений 1 и 2 неравномерность потока значительно выше и составляет 6,9 % (см. рис. 6г).

В этом случае принципиально важно выяснить, как положение начального сечения влияет на газодинамические характеристики. На рис. 7 приведены характеристики КПД при разных положениях начального сечения.

В большей части диапазона угла атаки  $i$  отличие значений  $\eta$  составляет не более 3,5 % (максимальная разница при  $i = 4,5^\circ$ ). Вызывают

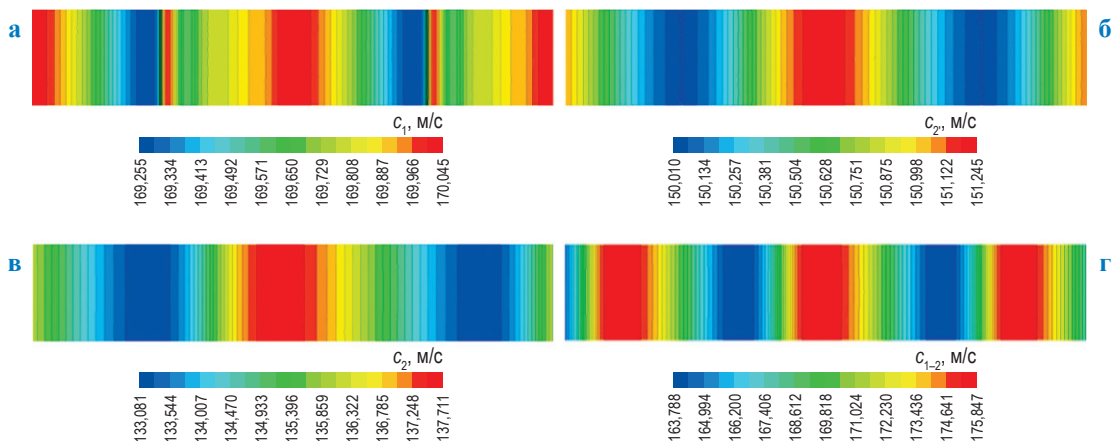


Рис. 6. Поля скоростей в сечениях 1 (а), 2' (б), 2 (в) и при совмещении сечений 1 и 2 (г)

вопрос сильные различия КПД при  $i > -4^\circ$ . Представляется более корректным начинать расчет с сечением  $D_1 = 0,8D_2$ .

### Исследование сеточной зависимости решения

Для исследования сеточной зависимости решения были построены две сетки для одного межлопаточного канала ЛД, состоящие из 256512 (грубая) и 843136 (подробная) элементов. На основе грубой сетки построены модели одного и 15 секторов. Для всех сеточных моделей проведены одинаковые серии расчетов с разными значениями  $i = -6^\circ \dots +7,5^\circ$ , увеличивающимися с шагом в  $1,5^\circ$ .

На рис. 8 приведены характеристики диффузора в зависимости от примененной сетки. В большей части диапазона изменения  $i$ , а именно от  $-6^\circ$  до  $3^\circ$ , значения  $\eta$  отличаются не более чем на 1,5 %. При крайних значениях входного угла отличия более существенные в силу меньшей устойчивости решения. Близость результатов дает возможность использовать в массовых расчетах умеренно подробные сетки одного межлопаточного канала.

### Влияние модели турбулентности

Рассмотрены две двухпараметрические модели:  $k-\epsilon$  с масштабируемыми пристеночными функциями и  $k-\omega$  SST (англ. shear stress transport). Первая модель широко применяется в инженерной практике уже более 40 лет [23]. В отличие от стандартной модели данная

модификация предполагает более аккуратный способ описания пристеночных пограничных слоев. Это позволяет сравнить ее с наиболее совершенной среди двухпараметрических моделей, а именно  $k-\omega$  SST, которая является комбинацией моделей  $k-\epsilon$  и  $k-\omega$ , сочетающей их лучшие качества.

На рис. 9 приведены характеристики диффузора в зависимости от модели турбулентности. При использовании модели SST расчетное значение КПД получается меньше, чем при использовании модели  $k-\epsilon$ . Вблизи проектного значения угла атаки значения  $\eta$  отличаются не более чем на 0,5 %, а в сторону увеличения  $i$  до  $9^\circ$  – не более чем на 2,5 %. При крайних значениях  $i$  расхождение увеличивается до 10 %.

Стоит отметить худшую устойчивость решения в случае использования модели  $k-\omega$  SST при увеличении зоны отрыва. Поэтому для массовых расчетов будет использоваться модель турбулентности  $k-\epsilon$ .

### Проблемы неравномерности потока в сечении 4

Для расчета энергетических характеристик ЛД необходимо осреднять скорости неравномерного потока по их 3-й степени [1]. Программа ANSYS CFX предоставляет возможность осреднения только по площади (1-я степень скорости) или по массовому расходу (2-я степень скорости). При использовании этих двух способов осреднения в сечении 4 на выходе

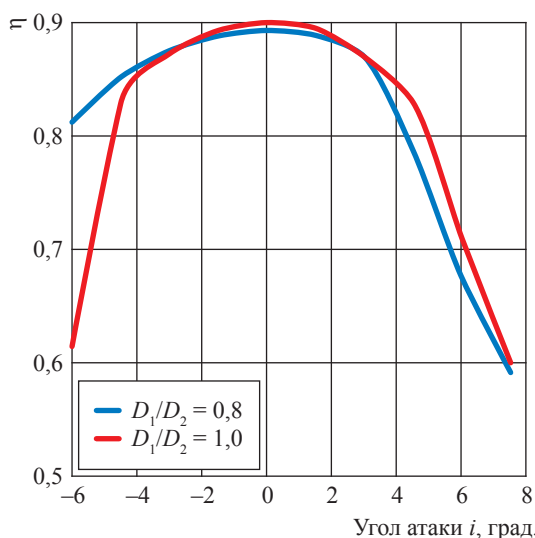


Рис. 7. Характеристика КПД диффузора при разных положениях начального сечения

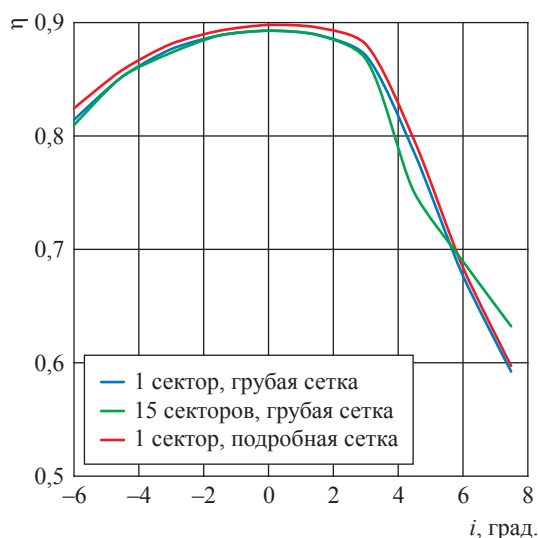


Рис. 8. Влияние типа или разрешения сетки на характеристику диффузора

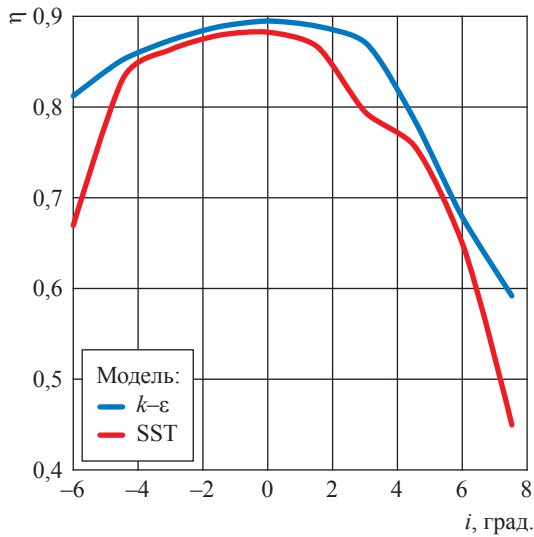


Рис. 9. Характеристика диффузора

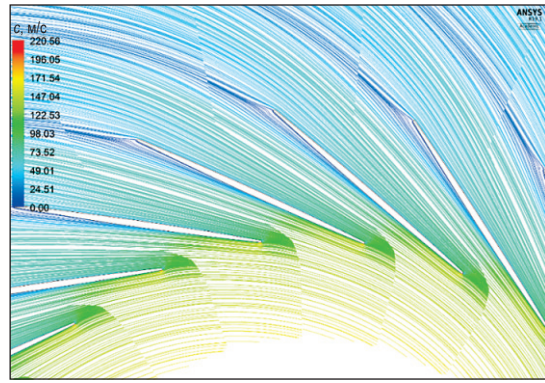


Рис. 10. Линии тока в ЛД с прямыми лопатками:  $\alpha_{л3} = 15^\circ$ ,  $\alpha_{л4} = 45^\circ$ ,  $z = 22$ ,  $i_3 = 0^\circ$

Таблица 2

Параметры потока в сечениях за ЛД при двух способах осреднения

Параметр	Сечение 4		Сечение 5	
	осреднение по массовому расходу	осреднение по площади	осреднение по массовому расходу	осреднение по площади
$c$ , м/с	45,285	36,091	24,615	24,533
$\alpha$ , град.	38,35	33,67	30,913	31,000
Радиальная компонента скорости $c_r$ , м/с	28,037	21,894	12,578	12,569
Окружная компонента скорости $c_{\theta}$ , м/с	35,483	28,323	21,137	21,047
Выходной угол потока $\alpha = \arctg c_r/c_{\theta}$ , град.	38,314	37,7	30,75	30,84

из ЛД с развитыми низкоэнергетическими зонами значения параметров сильно разнятся. На рис. 10 показаны линии тока в ЛД с прямыми лопатками.

В табл. 2 представлены параметры потока в сечении 4 на выходе из ЛД и в сечении 5, т.е. в конце расчетной области.  $D_5/D_4 = 1,667$ .

Различия и нелогичность значений параметров, рассчитанных в сечении 4, заставляют отказаться от их использования при представлении результатов расчетного исследования. Например, значение  $\alpha_4 = \arctg c_{r4}/c_{\theta4} > \alpha_{л4}$  противоречит сути рабочего процесса и не соответствует структуре течения, показанной выше (см. рис. 10).

Для обработки результатов использованы следующие параметры, определенные в сечении 5 с равномерной структурой потока:

- коэффициент потери полного давления

$$\sigma = \frac{P_5^*}{P_2^*}, \text{ где полное давление в конце расчетной}$$

области  $P_5^*$  после выравнивания потока в безлопаточном пространстве с невязкими стенками отражает полные потери в ЛД – потери трения и смешения (отрыва, вихреобразования);

- угол отставания  $\Delta\alpha_4 = \alpha_{л4} - \alpha_5$ ; в связи с неопределенностью значения угла выхода потока в сечении 4 при разных способах осреднения углом выхода потока из ЛД считается угол  $\alpha_5$  на основании того, что в безлопаточном пространстве постоянной ширины с невязкими стенками при практически несжимаемом потоке траекторией течения потока является логарифмическая спираль;

- угол поворота потока  $\epsilon = \alpha_5 - \alpha_3$ ;
- скорость на выходе из ЛД, определенная исходя из законов движения невязкого несжи-

$$\text{маемого газа, } c_4 = c_5 \frac{D_5}{D_4};$$

• статическая температура на выходе из ЛД

$$T_4 = T_1^* - \frac{\left(c_5 \frac{D_5}{D_4}\right)^2}{2C_p},$$

где  $C_p$  – изобарная теплоемкость;

• статическое давление на выходе из ЛД

$$p_4 = p_5^* \left(\frac{T_4}{T_1^*}\right)^{\frac{k-1}{k}};$$

• статическая температура в сечении 2 по результатам CFD-расчета;

• статическое давление в сечении 2 по результатам CFD-расчета.

\*\*\*

Методика расчета и оптимизации газодинамических характеристик лопаточных диффузоров центробежных компрессоров разработана для использования в составе метода универсального проектирования на базе результатов численных экспериментов и включает в себя следующие рекомендации:

• положение входного сечения выбирается при  $D_1 = 0,8D_2$ ;

• положение выходного сечения должно соответствовать соотношению  $D_5/D_2 = 2,5$ ;

• для расчетов отрывного течения требуется сетка с хорошим качеством и достаточной разрешающей способностью;

• используются модель турбулентности  $k-\epsilon$  и параметры потока в выходном сечении.

### Список литературы

1. Селезнев К.П. Центробежные компрессоры / К.П. Селезнев, Ю.Б. Галеркин. – Л.: Машиностроение, 1982. – 271 с.
2. Хисамеев И.Г. Проектирование и эксплуатация промышленных центробежных компрессоров: учеб. пособие / И.Г. Хисамеев, В.А. Максимов, Г.С. Баткис и др. – 2-е изд., испр. и дополн. – Казань: ФЭН, 2012. – 671 с.
3. Лунев А.Т. Структура метода проектирования и испытания проточной части нагнетателей для перекачивания природного газа / А.Т. Лунев // Компрессорная техника и пневматика. – 2001. – № 10. – С. 4–7.
4. Лунев А.Т. Разработка высокоэффективных сменных проточных частей центробежных компрессоров газоперекачивающих агрегатов: дис. ... к.т.н. – Казань, 2005. – 123 с.
5. Japikse D. Radial stages with non-uniform pressures at diffuser inlet / D. Japikse, E.M. Krivitzky // Proc. of the ASME Turbo Expo, Seoul; South Korea; 13–17 June 2016. – T. 2D-2016. – DOI: 10.1115/GT2016-57956.
6. Japikse D. Turbomachinery design with an agile engineering system / D. Japikse // JSME Fluid Engineering conference, Osaka, September 19–20, 2003.
7. Галеркин Ю.Б. Турбокомпрессоры / Ю.Б. Галеркин. – СПб: КХТ, 2010. – 650 с.
8. Galerkin Y. Modern state of the universal modeling for centrifugal compressors / Y. Galerkin, K. Soldatova, A. Drozdov // International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering. – 2015. – Т. 9. – № 1. – С. 150–156. – [https://www.researchgate.net/publication/281965890\\_Modern\\_State\\_of\\_the\\_Universal\\_Modeling\\_for\\_Centrifugal\\_Compressors](https://www.researchgate.net/publication/281965890_Modern_State_of_the_Universal_Modeling_for_Centrifugal_Compressors)
9. Солдатова К.В. Создание новой математической модели проточной части центробежных компрессоров и базы данных модельных ступеней: дис. ... д.т.н. / К.В. Солдатова. – СПб., 2017. – 357 с.
10. Soldatova K. The application of mathematical models for industrial centrifugal compressor optimal design / K. Soldatova // ICCMS 2018: 10<sup>th</sup> International Conference on Computer Modeling and Simulation. – Sydney, Australia, 2018. – Paper ID: 008.
11. Галеркин Ю.Б. Совершенствование методов расчета безлопаточных диффузоров центробежных компрессорных ступеней на основе вычислительных экспериментов. Ч. 1 / Ю.Б. Галеркин, О.А. Соловьёва // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 3. – С. 35–41.
12. Галеркин Ю.Б. Совершенствование методов расчета безлопаточных диффузоров центробежных компрессорных ступеней на основе вычислительных экспериментов. Ч. 2 / Ю.Б. Галеркин, О.А. Соловьёва // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 4. – С. 15–21.
13. Rekstin A.F. Two mathematical models centrifugal compressor stage vaneless diffuser comparison / A.F. Rekstin, A.A. Drozdov, O.A. Solovyeva, et al. // AIP Conference Proceedings 2007. – 2018. – С. 030–035. – <https://doi.org/10.1063/1.5051896>

14. Galerkin Y. Flow behavior and performances of centrifugal compressor stage vaneless diffusers / Y. Galerkin, O. Solovieva // *International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering*. – 2015. – Т. 9. – № 1. – С. 128–133. – [https://www.researchgate.net/publication/281965967\\_Flow\\_Behavior\\_and\\_Performances\\_of\\_Centrifugal\\_Compressor\\_Stage\\_Vaneless\\_Diffusers](https://www.researchgate.net/publication/281965967_Flow_Behavior_and_Performances_of_Centrifugal_Compressor_Stage_Vaneless_Diffusers)
15. Подобуев Ю.С. Теория и расчет осевых и центробежных компрессоров / Ю.С. Подобуев, К.П. Селезнев. – М.-Л.: Машгиз, 1957. – 390 с.
16. Комаров А.П. Исследование плоских компрессорных решеток / А.П. Комаров // *Лопаточные машины и струйные аппараты: сб. статей*. – М.: Машиностроение, 1967. – Вып. 2. – С. 67–110.
17. Harley P. Meanline modeling of inlet recirculation in automotive turbocharger centrifugal compressors / P. Harley, S. Spence, D. Filsinger, et al. // *Journal of Turbomachinery*. – 2015. – Т. 137. – № 1. – Статья № 011007. – DOI: 10.1115/1.4028247.
18. Harley P. Experimental and numerical benchmarking of an improved meanline modelling method for automotive turbocharger centrifugal compressors / P. Harley, S. Spence, D. Filsinger, et al. // *Proc. of ASME Turbo Expo 2015: Turbine Technical Conference and Exposition GT2015*, June 15–19, 2015, Montréal, Canada. – DOI:10.1115/GT2015-42175.
19. Elfert M. Experimental and numerical verification of an optimization of a fast rotating high performance radial compressor impeller / M. Elfert, A. Weber, D. Wittrock, et al. // *Proc. of ASME Turbo Expo 2016*, June 13–17, 2016, Seoul, South Korea. – GT2016-56546.
20. Xinqian Z. Criteria for the matching of inlet and outlet distortions in centrifugal compressors / Z. Xinqian, Z. Meijie // *Applied Thermal Engineering*. – 2018. – Т. 131. – С. 933–946.
21. Meduri U.K. CFD analysis of centrifugal compressor stage range extension using internal flow recirculation / U.K. Meduri, K. Selvam, G. Nawrocki // *Proc. of ASME Turbo Expo 2015*, June 15–19, 2015, Montréal, Canada. – DOI: 10.1115/GT2015-42592.
22. Wilcox D.C. *Turbulence modeling for CFD* / D.C. Wilcox. – 3<sup>rd</sup> ed. – La Canada, CA: DCW Industries, Inc., 2006.

## Studying vanned diffusers for centrifugal compressors by means of numerical simulation

Ye.P. Petukhov<sup>1</sup>, Yu.B. Galerkin<sup>1</sup>, A.F. Reksin<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Bld. 29, Polytekhnicheskaya street, St. Petersburg, 195251, Russian Federation

\* E-mail: rekstin2k7@mail.ru

**Abstract.** This paper describes a new technique for mathematical simulation of gas flows in a vanned diffuser of a centrifugal compressor stage (a virtual vanned tunnel). The named procedure is aimed at mass computations with varying geometric parameters. The acquired results have been used for designing performance factor of a compressor stage using a method of universal modelling.

**Keywords:** gas-dynamic design, simulation of turbulent gas flows, vanned diffuser of a centrifugal compressor, efficiency factor of a compressor stage, universal modelling method.

### References

1. SELEZNEV, K.P., Yu.B. GALERKIN. *Centrifugal compressors* [Tsentrbeznyye kompressory]. Leningrad: Mashinostroyeniye, 1982. (Russ.).
2. KHISAMEYEV, I.G., V.A. MAKSIMOV, G.S. BATKIS, et al. *Design and operation of industrial centrifugal compressors* [Proyektirovaniye i ekspluatatsiya promyshlennykh tsentrbeznykh kompressorov]: study guide. 2<sup>nd</sup> ed., revised. Kazan, Russia: FEN, 2012. (Russ.).
3. LUNEV, A.T. Structure of a method for designing and testing flow channels of pressurizers aimed at pumping natural gas [Struktura metoda proyektirovaniya i ispytaniya protochnoy chasti nagnetateley dlya perekachivaniya prirodnogo gaza]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2001, no. 10, pp. 4–7. ISSN 2413-3035. (Russ.).
4. LUNEV, A.T. *Creation of high-efficient removable flow channels for centrifugal compressors of gas transmittal units* [Razrabotka vysokoeffektivnykh smennykh protochnykh chastey tsentrbeznykh kompressorov gazoperekachivayushchikh agregatov]. Candidate thesis (engineering). Kazan, Russia, 2005. (Russ.).
5. JAPIKSE, D., E.M. Krivitzky. Radial stages with non-uniform pressures at diffuser inlet. In: *Proc. of the ASME Turbo Expo*, Seoul; South Korea, 13–17 June 2016, vol. 2D-2016. DOI: 10.1115/GT2016-57956.

6. JAPIKSE, D. Turbomachinery design with an agile engineering system. In: *JSME Fluid Engineering conference, Osaka, September 19–20, 2003*.
7. GALERKIN, Yu.B. *Turbine compressors* [Turbokompressory]. St. Petersburg: KKhT, 2010. (Russ.).
8. GALERKIN, Y., K. SOLDATOVA, A. DROZDOV. Modern state of the universal modeling for centrifugal compressors. *International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering*, 2015, vol. 9, no. 1, pp. 150–156. Available from: – [https://www.researchgate.net/publication/281965890\\_Modern\\_State\\_of\\_the\\_Universal\\_Modeling\\_for\\_Centrifugal\\_Compressors](https://www.researchgate.net/publication/281965890_Modern_State_of_the_Universal_Modeling_for_Centrifugal_Compressors)
9. SOLDATOVA, K.V. *Creation of a new mathematical model for flow channels of centrifugal compressors and a data base of pattern cascades* [Sozdaniye novoy matematicheskoy modeli protochnoy chasti tsentrobezhnykh kompressorov i bazy dannykh modelnykh stupeney]. Dr. thesis (engineering). Kazan National Research Technological University. St. Petersburg, 2017. (Russ.).
10. SOLDATOVA, K. The application of mathematical models for industrial centrifugal compressor optimal design. In: *ICCMS 2018: 10<sup>th</sup> International Conference on Computer Modeling and Simulation*, Sydney, Australia, 2018, paper ID: 008.
11. GALERKIN, Yu.B., O.A. SOLOVYEVA. Perfection of methods for designing vaneless diffusers of centrifugal compressor stages using computing experiments [Sovershenstvovaniye metodov rascheta bezlopatochnykh diffuzorov tsentrobezhnykh kompressornykh stupeney na osnove vychislitelnykh eksperimentov]. Pt. 1. *Kompressoraya Tekhnika i Pnevmatika*, 2014, no. 3, pp. 35–41. ISSN 2413-3035. (Russ.).
12. GALERKIN, Yu.B., O.A. SOLOVYEVA. Perfection of methods for designing vaneless diffusers of centrifugal compressor stages using computing experiments [Sovershenstvovaniye metodov rascheta bezlopatochnykh diffuzorov tsentrobezhnykh kompressornykh stupeney na osnove vychislitelnykh eksperimentov]. Pt. 2. *Kompressoraya Tekhnika i Pnevmatika*, 2014, no. 4, pp. 15–21. ISSN 2413-3035. (Russ.).
13. REKSTIN, A.F., A.A. DROZDOV, O.A. SOLOVYEVA, et al. Two mathematical models centrifugal compressor stage vaneless diffuser comparison. In: *AIP Conference Proceedings 2007*, 2018, pp. 030–035. Available from: <https://doi.org/10.1063/1.5051896>
14. GALERKIN, Y., O. SOLOVIEVA. Flow behavior and performances of centrifugal compressor stage vaneless diffusers. *International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering*, 2015, vol. 9, no. 1, pp. 128–133. Available from: [https://www.researchgate.net/publication/281965967\\_Flow\\_Behavior\\_and\\_Performances\\_of\\_Centrifugal\\_Compressor\\_Stage\\_Vaneless\\_Diffusers](https://www.researchgate.net/publication/281965967_Flow_Behavior_and_Performances_of_Centrifugal_Compressor_Stage_Vaneless_Diffusers)
15. PODOBUYEV, Yu.S., K.P. SELEZNEV. *Theory and design of axial-flow and centrifugal compressors* [Teoriya i raschet osevykh i tsentrobezhnykh kompressorov]. Moscow-Leningrad: Mashgiz, 1957. (Russ.).
16. KOMAROV, A.P. Examination of planar compressor cascades [Issledovaniye ploskikh kompressornykh reshetok]. In: *Impeller machines and jet apparatuses* [Lopatochnyye mashiny i struynyye apparaty]: collected papers. Moscow: Mashinostroyeniye, 1967, is. 2, pp. 67–110. (Russ.).
17. HARLEY, P., S. SPENCE, D. FILSINGER, et al. Meanline modeling of inlet recirculation in automotive turbocharger centrifugal compressors. *Journal of Turbomachinery*, 2015, vol. 137, no. 1, paper no. 011007. ISSN 0889-504X. DOI: 10.1115/1.4028247.
18. HARLEY, P., S. SPENCE, D. FILSINGER, et al. Experimental and numerical benchmarking of an improved meanline modelling method for automotive turbocharger centrifugal compressors. In: *Proc. of ASME Turbo Expo 2015*, June 15–19, 2015, Montréal, Canada. DOI:10.1115/GT2015-42175.
19. ELFERT, M., A. WEBER, D. WITTRÖCK, et al. Experimental and numerical verification of an optimization of a fast rotating high performance radial compressor impeller. In: *Proc. of ASME Turbo Expo 2016*, June 13–17, 2016, Seoul, South Korea, GT2016-56546.
20. XINQIAN, Z., Z. MEIJIE. Criteria for the matching of inlet and outlet distortions in centrifugal compressors. *Applied Thermal Engineering*, 2018, vol. 131, pp. 933–946. ISSN 1359-4311.
21. MEDURI, U.K., K. SELVAM, G. NAWROCKI. CFD analysis of centrifugal compressor stage range extension using internal flow recirculation. In: *Proc. of ASME Turbo Expo 2015*, June 15–19, 2015, Montréal, Canada. DOI: 10.1115/GT2015-42592.
22. WILCOX, D.C. *Turbulence modeling for CFD*. 3<sup>rd</sup> ed. La Canada, CA: DCW Industries, Inc., 2006.



УДК 669.01

## Расчетное определение свойств легированных сталей на основе моделирования технологических процессов

**А.С. Куркин**

Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана, Российская Федерация, 105005, г. Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1  
E-mail: ackurkin@mail.ru

**Тезисы.** Представлена методика определения свойств материала на основе моделирования структурных превращений при изготовлении конструкции. Обосновано применение твердости в качестве объективного и воспроизводимого параметра, связывающего механические свойства легированной стали с ее химическим и фазовым составами. Приведены регрессионные модели для расчета твердости фазовых компонентов по химическому составу. Предложены процедура моделирования фазовых превращений стали при заданном термическом цикле и способы определения необходимых для этого параметров по опубликованным диаграммам структурных превращений различных марок сталей.

Свойства материала в различных зонах сварной конструкции определяются химическим составом и технологической наследственностью этих зон. Причем, как правило, изменения термомеханического воздействия на металл в процессе изготовления конструкции сильнее влияют на его важнейшие свойства, чем изменения химического состава (на этом, в частности, базируется использование марок стали с достаточно значительной вариацией легирования в пределах марки). В зоне термического влияния сварного шва могут возникать прослойки, свойства металла в которых отличаются на десятки процентов от свойств основного металла. Как правило, эти изменения свойств оказывают негативное воздействие на качество всей конструкции. Однако их можно использовать с целью улучшения необходимых свойств материала без дорогостоящего легирования. Для такого направленного воздействия необходимы надежные средства моделирования протекающих в материале физических процессов.

Научные основы моделирования структурных превращений металлов были заложены в середине XX в. в работах академика Колмогорова и ряда западных ученых [1–4]. Однако до настоящего времени задача расчетного прогнозирования свойств материала по его химическому составу и истории технологического воздействия далека от практического решения. Отчасти это можно объяснить ограниченными возможностями регулирования такого воздействия.

При литье, сварке, прокатке технологам приходится решать комплекс сложных задач, и получение требуемых свойств металла – лишь одна из них. Поэтому все нежелательные результаты технологического процесса часто пытаются исправить последующей термической обработкой. Однако в случае толстостенных массивных деталей ее возможности весьма ограничены. Управлять термическим циклом и процессами превращений удастся лишь в небольшом поверхностном слое такой детали.

Ситуация меняется по мере появления новых аддитивных технологий. Их первым представителем можно считать многослойную сварку, а современным вариантом – 3D печать. Когда вся масса материала образуется путем добавления небольших слоев, возникает возможность направленного воздействия на свойства материала в каждом слое. Но для этого средства моделирования процессов должны быть выведены на новый уровень.

Далее в статье показано развитие компьютерных методов определения свойств материала по его химическому составу и технологической наследственности.

**Ключевые слова:** сварная конструкция, свойства легированной стали, моделирование фазовых превращений стали, твердость стали, бейнит, феррито-перлит, диаграмма распада аустенита.

### Корреляция твердости со структурным составом стали

Одной из проблем при обработке результатов экспериментальных исследований является отсутствие надежных средств количественной оценки структурного состава. Как правило, регистрируют косвенные параметры (плотность, магнитные свойства, тепловые эффекты), связь которых со структурой материала не является однозначной. Особенности применяемой регистрирующей аппаратуры и случайные факторы существенно влияют на получаемые результаты.

Анализ диаграмм структурных превращений стали показывает, что именно твердость является наиболее надежным и объективным параметром, однозначно связанным со структурным составом. На рис. 1 видно, что твердость (HV) стали существенно зависит от скорости охлаждения, которую можно рассчитать по времени охлаждения. В данном случае на диаграмме (см. рис. 1) это параметр  $t_{8/5}$  – время охлаждения в интервале температур от 800 до 500 °С. Однако при наиболее высоких скоростях охлаждения ( $t_{8/5} < t_{БС}$ , см. рис. 1), когда в структурном составе преобладает мартенсит (М), твердость остается постоянной:  $HV = HV_M$ . Так же постоянна твердость при низких скоростях охлаждения  $t_{8/5} > t_{ФПФ}$ , см. рис. 1, обеспечивающих преобладание феррито-перлитной структуры (ФП):  $HV = HV_{ФП}$ . Из этого можно сделать вывод,

что существуют две структуры: мартенситная и феррито-перлитная, каждая из которых обладает вполне определенным комплексом механических свойств (в частности, твердостью).

Изменение твердости при охлаждении с различными скоростями связано с изменением процентного содержания этих структур. У некоторых сталей на диаграмме изменения HV (см. рис. 1) видна дополнительная горизонтальная площадка  $t_{БФ} < t_{8/5} < t_{ФПС}$ , соответствующая твердости третьей структуры – бейнита (Б):  $HV = HV_B$ . Такая явная площадка наблюдается только у тех сталей, в отношении которых при непрерывном охлаждении возможно получение чисто бейнитной структуры с малым содержанием мартенсита, феррито-перлита и остаточного аустенита (А). Между площадками имеются переходные области, где присутствуют две или три структуры. В интервале  $t_{БС} < t_{8/5} < t_{БФ}$  (см. рис. 1) содержание бейнитной структуры возрастает от 1 до 99 %. Аналогично в интервале  $t_{ФПС} < t_{8/5} < t_{ФПФ}$  увеличивается содержание феррито-перлитной структуры.

Металловеды часто различают несколько разновидностей мартенситных, бейнитных и других структур, однако такой подход является неконструктивным при разработке методики расчетного определения механических свойств легированной стали. Для определения твердости бейнитной структуры можно воспользоваться диаграммами

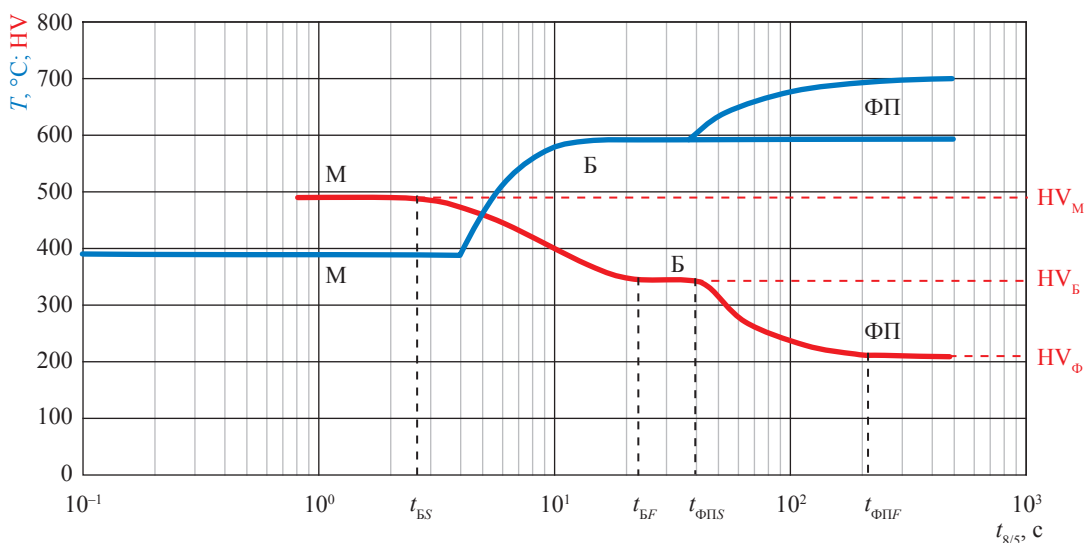


Рис. 1. Структурные превращения и твердость стали 26Г2С при различных скоростях охлаждения\* [5]: T – температура

\* На рис. 1 и далее в статье подстрочными индексами М, ФП, Б, А маркированы параметры, отвечающие соответствующим структурам (см. выше).

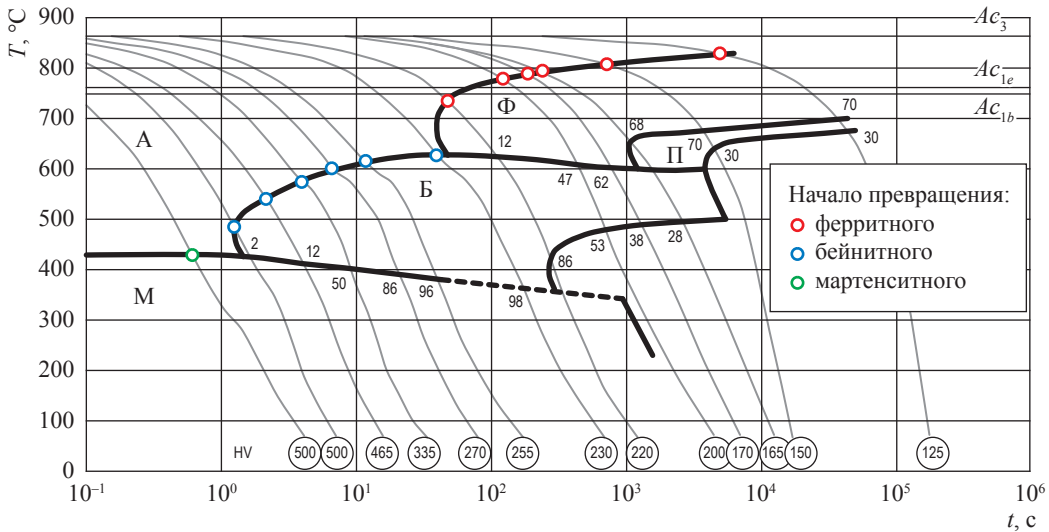


Рис. 2. Структурные превращения стали 20ГСМ при непрерывном охлаждении [6]:  $t$  – время охлаждения

распада аустенита при непрерывном охлаждении (рис. 2). Каждая из ниспадающих кривых показывает термический цикл охлаждения одного образца и заканчивается указанием на его итоговую твердость (см. значения HV в кружочке). Числа на пересечениях кривых термического цикла с линиями температуры начала следующего превращения показывают итоговый процент предыдущей структуры в составе данного образца.

На диаграмме зависимости твердости испытанных образцов от процентного содержания бейнитной структуры ( $p_B$ ) экспериментальные точки выстраиваются вдоль двух прямых линий, пересекающихся при  $p_B = 100\%$  (рис. 3). Точка пересечения дает значение твердости бейнитной структуры, а линии показывают изменение твердости при переходе от мартенсита к бейниту и от бейнита к феррито-перлиту. В общем случае твердость можно рассчитать по формуле

$$HV = p_{ФП}HV_{ФП} + p_BHV_B + p_MHV_M + p_AHV_A, \quad (1)$$

где  $p$  – процентное содержание фазы; суммарная концентрация всех фаз  $p_{ФП} + p_B + p_M + p_A = 1$ .

В случае наличия в составе стали только двух фаз (ФП + Б или Б + М) эта же формула (1) позволяет однозначно рассчитать фазовый состав по твердости. Для этого необходимо знать твердость фазовых компонентов. Регрессионный анализ данных из атласов [5–9] позволил получить для каждой фазы

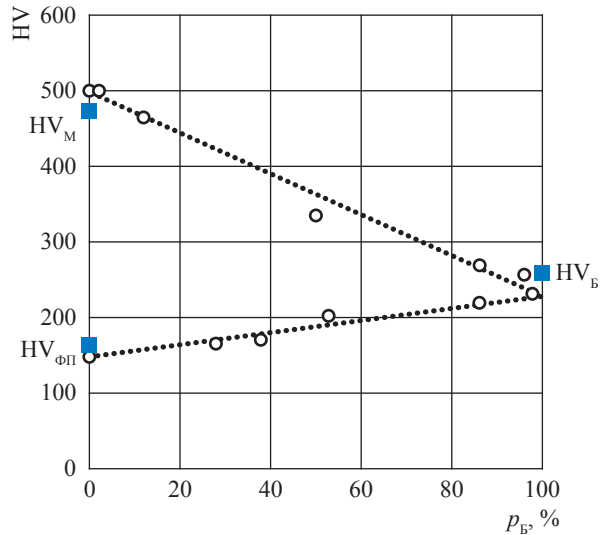


Рис. 3. Соотношение фазового состава и твердости стали 20ГСМ

зависимость твердости по Виккерсу от химического состава:

$$HV_{ФП} = 100 + 301C + 20Mn + 25Si - 41Mo + 57Al - 24Cu + 35V + 176Ti - 6W, \quad (2)$$

$$HV_B = 167 + 214C + 48Si + 35Cr + 28Ni + 133V + 105Al + 274Nb, \quad (3)$$

$$HV_M = 262 + 977C - 301C^2 + 26Si + 9Ni + 24Mo + 8W. \quad (4)$$

Формулы (2)–(4) получены по результатам обработки данных более 250 марок сталей с коэффициентами корреляции 0,93; 0,91

и 0,97 и стандартными отклонениями 16HV, 25HV и 33HV. Стали имели пределы легирования, %:  $0,01 < C < 0,5$ ;  $Si < 1$ ;  $Mn < 2$ ;  $Cr < 5$ ;  $Ni < 5$ ;  $Mo < 1$ ;  $V < 1$ ;  $Nb < 0,3$ ;  $Al < 1$ ;  $Cu < 1$ ;  $Ti < 0,2$ ;  $W < 4$  (суммарное содержание легирующих элементов не превышало 7 %). В каждую формулу вошли только те из перечисленных легирующих элементов, содержание которых оказывает существенное влияние на твердость фазы. Результаты расчета твердости по формулам (2)–(4) показаны квадратными точками на рис. 3:  $HV_{ФП} = 161$ ;  $HV_B = 259$ ;  $HV_M = 474$ .

### Моделирование превращений для расчета фазового состава

Имеется возможность рассчитать механические свойства легированной стали в каждой точке конструкции, если известен термический цикл, испытанный ею в процессе изготовления. Вначале необходимо определить фазовый состав. Имеются несколько достаточно простых уравнений для описания кинетики фазовых превращений при постоянной температуре. Из них наиболее известными и проверенными являются уравнения Колмогорова – Аврами [1, 3, 4]

$$-\ln(1-p) = (vt)^n \quad (5)$$

и Остина – Рикетта [2]

$$\frac{p}{1-p} = (vt)^n. \quad (6)$$

Сопоставления этих уравнений проведены в ряде работ [10, 11]. Каждое из них содержит два параметра, зависящие от температуры, при которой протекает превращение: показатель экспоненты  $n$  и коэффициент скорости превращения  $v$ . Чтобы моделировать процессы превращений, для каждого вида протекающих превращений требуется знать температурные зависимости этих параметров применительно к каждой марке стали.

При моделировании термический цикл технологического процесса разбивают по времени  $t$  на достаточно мелкие шаги продолжительностью  $\Delta t$ . Температуру принимают постоянной в пределах шага, это позволяет использовать уравнения (5) или (6) для расчета доли новой фазы  $p$  в конце шага. В момент перехода к следующему шагу  $p$  не изменяется, а  $T$  изменяется скачкообразно.

В начале каждого шага следует рассчитать время  $t_0$ , необходимое для получения исходного количества фазы  $p_0$  при температуре данного шага. Значение  $t_0$  можно найти из уравнений (5) или (6), подставив в них значения параметров  $n$  и  $v$  и  $p_0$  вместо  $p$ . Зная  $\Delta t$ , можно рассчитать время конца шага  $t_1 = t_0 + \Delta t$  и, подставив его в уравнение (5) или (6), получить долю новой фазы  $p_1$  в конце шага.

### Определение параметров превращения по изотермической диаграмме

Необходимые параметры  $n$  и  $v$  проще всего получить из изотермической диаграммы превращений. Для превращений, протекающих при распаде аустенита, диаграмма представляет собой серии С-образных кривых (рис. 4).

Каждая кривая показывает зависимость времени, необходимого для образования заданного процента новой фазы, от температуры  $T$  и позволяет получить функцию  $v(T)$ . Для получения зависимости  $n(T)$  необходимо выбрать значение  $T$  и представить точки пересечения соответствующей горизонтальной прямой (см. на рис. 4 красные линии для ФП-превращения и синие – для Б-превращения) с С-образными кривыми в логарифмических координатах  $\bar{p}(\bar{t})$ . Для уравнения (5) выражения логарифмических координат имеют вид

$$\begin{aligned} \bar{t} &= \ln t; \\ \bar{p} &= \ln[-\ln(1-p)]; \end{aligned} \quad (7)$$

для уравнения (6) – вид

$$\begin{aligned} \bar{t} &= \ln t; \\ \bar{p} &= \ln\left(\frac{p}{1-p}\right). \end{aligned} \quad (8)$$

Логарифмирование приводит выражения (5) и (6) к линейному виду. Если точки на диаграмме  $\bar{p}(\bar{t})$  лежат на одной прямой, то значение параметра  $n$  равно тангенсу угла наклона этой прямой к оси  $\bar{t}$ :

$$n = \frac{\Delta \bar{p}}{\Delta \bar{t}}. \quad (9)$$

В противном случае значения параметров не остаются постоянными в процессе изотермического превращения, что существенно усложняет моделирование. Здесь можно использовать различие формул (5) и (6). Следует выбрать ту из них, для которой диаграмма  $\bar{p}(\bar{t})$  ближе к линейной. Это позволяет описать  $n(T)$

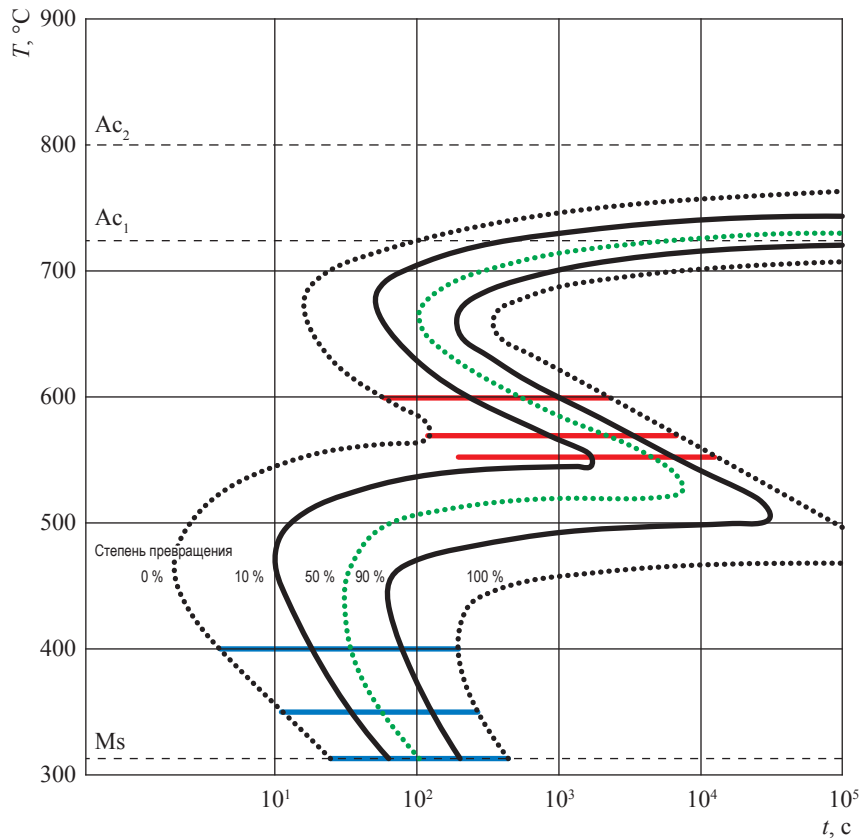


Рис. 4. Диаграмма изотермического превращения стали En19 (41ГХМ) [6]

и  $v(T)$  достаточно простыми формулами [12]. На рис. 5 показана кинетическая диаграмма бейнитного превращения для стали En19 при температуре 400 °С (см. рис. 4) в двух видах логарифмических координат. Сопоставление показывает, что в данном случае целесообразно использовать для моделирования уравнение (6).

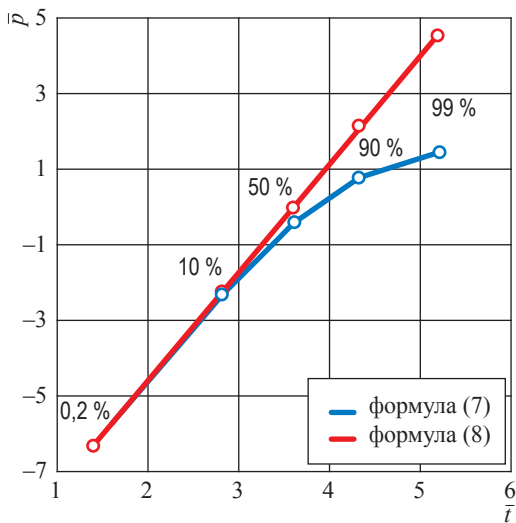


Рис. 5. Кинетическая диаграмма бейнитного превращения стали En19 при  $T = 400$  °С

### Определение параметров превращения по термокинетической диаграмме

В условиях заводской лаборатории более доступным является метод испытания материала при непрерывном нагреве или охлаждении с различными скоростями. Он не требует столь сложного оборудования и такой высокой квалификации персонала, как испытания в изотермических условиях, и при этом обеспечивает большую достоверность результатов за счет приближения условий испытаний к реальным технологическим процессам. Именно так получено большинство опубликованных в атласах [5–9] диаграмм (см. рис. 1, 2). На одной из них (см. рис. 1) аргументом является параметр  $t_{8/5}$ . Средняя скорость охлаждения в интервале температур от 800 до 500 °С

$$w_{8/5} = \frac{300}{t_{8/5}}. \tag{10}$$

Достоинством диаграммы на рис. 2 является возможность судить о количестве разновидностей испытанных при ее построении образцов. Их термические циклы показаны на диаграмме ниспадающими линиями, по ним также можно определить скорость

охлаждения  $w$  и построить график  $HV(w)$ , аналогичный рис. 1.

Сложность определения параметров фазовых превращений легированных сталей по таким диаграммам связана с тем, что при распаде аустенита происходит ряд превращений, и итоговая твердость является их суммарным результатом. На диаграмме представлены температуры начала каждого превращения. Обычно под началом превращения понимают появление в структурном составе 1 % новой фазы.

Чтобы воспользоваться термокинетической диаграммой распада аустенита, приходится принять ряд допущений, несколько снижающих точность определения параметров уравнений (5) или (6):

1) феррит и перлит имеют близкие свойства и перекрывающиеся температурные интервалы превращений, поэтому их целесообразно объединить в одну фазу ФП;

2) анализ формы С-образных кривых показывает, что для феррито-перлитного и бейнитного превращений параметры превращения  $n$  и  $v$  можно принять не зависящими от  $T$ . Это допущение возможно в том случае, если реальный термический цикл технологического процесса близок к условиям охлаждения образца при испытаниях (охлаждение с постоянной скоростью или при постоянной температуре окружающей среды);

3) при охлаждении различных образцов, а также точек реальной конструкции исходная температура равна максимальной температуре нагрева, а конечная – комнатной температуре. При различных скоростях охлаждения образцы проходят через те же интервалы температур, в каждом из которых протекает соответствующее превращение. Отличие состоит только в длительности пребывания материала в каждом из этих интервалов.

Согласно перечисленным допущениям в образовании ФП-фазы участвует весь имеющийся аустенит, и ее количество зависит только от времени пребывания в температурном интервале превращения. В бейнит превращается аустенит, оставшийся после ФП-превращения к моменту начала бейнитного превращения, в мартенсит – остаток аустенита от двух превращений (ФП и Б).

Рассмотрим результаты испытания двух образцов, охлаждавшихся с разными скоростями. Из допущений 2 и 3 следует, что зависимость температуры начала превращения от скорости

охлаждения является линейной, поскольку для всех образцов время  $\tau_{\text{ФПС}}$  пребывания в температурном интервале ФП-превращения до появления 1 % ФП-фазы должно быть одинаковым. Это позволяет рассчитать инкубационный период превращения  $\tau_{\text{ФПС}}$  и верхнюю границу температурного интервала  $T_{\text{ФПС}}$  (температуру начала превращения при охлаждении с бесконечно малой скоростью):

$$\tau_{\text{ФПС}} = \frac{T_1 - T_2}{w_2 - w_1}; \quad (11)$$

$$T_{\text{ФПС}} = \frac{T_1 w_2 - T_2 w_1}{w_2 - w_1}, \quad (12)$$

где  $T_1$  и  $T_2$  – температуры начала превращения при скоростях охлаждения соответственно  $w_1$  и  $w_2$  (пара красных точек на рис. 2).

Аналогичные формулы можно использовать для определения параметров бейнитного превращения. Для этого необходимо охлаждение образцов с такими скоростями, при которых за время прохождения через температурный интервал ФП-превращения образуется менее 1 % ФП фазы.

Продолжим анализ зависимости твердости от времени  $t_{8/5}$  и скорости охлаждения  $w_{8/5}$  на рис. 1. Горизонтальный участок с минимальной твердостью  $HV = HV_{\text{ФП}}$  при  $t_{8/5} > t_{\text{ФПФ}}$  соответствует полному превращению аустенита в ФП, которое заканчивается раньше, чем пребывание образца в температурном интервале ФП-превращения. Наклонный участок при  $t_{8/5} < t_{\text{ФПФ}}$  с более высокой твердостью означает, что после прохождения всего температурного интервала ФП-превращения  $\Delta T_{\text{ФПС}} = T_{\text{ФПС}} - T_{\text{ФПФ}}$  распад аустенита не закончился, его оставшаяся часть превратилась в бейнит.

Следующий горизонтальный участок с  $HV = HV_{\text{Б}}$  при  $t_{8/5} < t_{\text{ФПФ}}$  начинается при такой скорости охлаждения, когда время пребывания образца в температурном интервале ФП-превращения меньше  $T_{\text{ФПС}}$ . Таким образом, в интервале  $t_{\text{ФПС}} < t_{8/5} < t_{\text{ФПФ}}$  образуется смесь из двух фаз – ФП и Б, что позволяет при каждом значении  $w$  определить фазовый состав по формуле (1). Для этого необходимо предварительно рассчитать для данной марки стали твердости фаз ФП и Б по формулам (2) и (3).

Полученная зависимость  $p_{\text{ФП}}(w)$  может быть использована для определения параметра превращения  $n$  по формуле (9), поскольку при неполном превращении время прохождения

образца через температурный интервал превращения  $\Delta T_{\text{ФП}}$  обратно пропорционально скорости охлаждения  $w$ :

$$\bar{t} = \ln t = \ln \frac{\Delta T_{\text{ФП}}}{w} = \ln \Delta T_{\text{ФП}} - \ln w;$$

$$\Delta \bar{t} = \Delta(\ln t) = -\Delta(\ln w). \quad (13)$$

Зная  $\tau_{\text{ФПС}}$  и  $n$ , можно по формулам (5) или (6) найти значение 2-го параметра превращения  $\nu$  и рассчитать время  $\tau_{\text{ФПФ}}$  завершения превращения (от начала ФП-превращения до образования 99 % ФП). Далее можно определить нижнюю границу температурного интервала ФП-превращения (см. рис. 1):

$$T_{\text{ФПФ}} = T_{\text{ФПС}} - \Delta T_{\text{ФП}} = T_{\text{ФПС}} - \tau_{\text{ФПФ}} \frac{300}{t_{\text{ФП}}}. \quad (14)$$

Таким образом, получены все необходимые для моделирования параметры ФП-превращения. Аналогичную работу можно проделать для бейнитного превращения, используя верхний участок диаграммы твердости на рис. 2 (от точки  $t_M$ ).

Как правило, большая часть аустенита, оставшегося после ФП- и Б-превращений, трансформируется в мартенсит. Во многих случаях после закалки стали производят ее повторный нагрев, снижающий твердость. При моделировании этот процесс можно рассматривать как превращение мартенсита в бейнит, а затем в феррито-перлит. Методика его моделирования для расчета итоговой твердости представлена автором ранее [11].

### Корреляция твердости с другими механическими свойствами

Одним из способов определения свойств стали является применение экспресс-методов испытания материала. Примером служит определение твердости в различных точках на поверхности детали с помощью твердомера. Процедура определения твердости достаточно проста и стандартизована. Испытания, проведенные разными исследователями, дают хорошую повторяемость результатов. Известно, что твердость находится в корреляции с другими механическими свойствами материала, в первую очередь с пределом текучести и временным сопротивлением.

Э. Жанитским и М. Байертцом [13] приведены данные, свидетельствующие о подобии свойств ряда различных автомобильных

сталей. Были испытаны 14 марок сталей с достаточно широким интервалом содержания легирующих элементов, %: углерода – 0,25...0,5; марганца – 0,3...1,65; никеля – 0...3,75; хрома – 0...1,25; молибдена – 0...0,4. Все образцы вначале подвергались закалке с получением преимущественно мартенситной структуры. Затем за счет изменения температуры отпуска получали образцы различной твердости и испытывали их на разрыв. Химический состав и особенности термической обработки не оказали заметного влияния на соотношение твердости и других свойств – предела текучести, временного сопротивления и относительного удлинения. Для поперечного сужения эта закономерность наблюдалась в более узком диапазоне твердости, чем для остальных свойств.

Выявленные закономерности обобщены в ряде работ в виде корреляционных соотношений твердости с другими свойствами материала. По оценке авторов РД ЭО 0027-2005<sup>1</sup>, они обеспечивают точность расчетного определения предела текучести в пределах 15 %, временного сопротивления – 10 %, относительного удлинения – 20 %, поперечного сужения – 30 %. Для металла сварных швов точность несколько хуже, чем для основного металла. Для конкретного материала можно, по-видимому, повысить точность формул, скорректировав их по результатам испытания нескольких образцов.

Экспресс-метод все же требует наличия образцов материала. Во многих случаях необходима полностью расчетная методика, опирающаяся на данные о химическом составе и условиях термической обработки. Целесообразно получить регрессионные модели для расчета всех необходимых свойств по химическому составу, аналогичные формулам (2)–(4) для твердости.

\*\*\*

Представленная в работе двухэтапная методика расчета механических свойств легированной стали позволяет вначале по химическому составу стали и термическому циклу технологического процесса рассчитать твердость стали, а затем перейти к определению остальных ее свойств. Исходные данные для

<sup>1</sup> См. РД ЭО 0027-2005. Инструкция по определению механических свойств металла оборудования атомных станций безобразцовыми методами по характеристикам твердости.

расчета могут быть получены из опубликованных атласов диаграмм фазовых превращений. Статистическая обработка данных и их представление в виде регрессионных моделей позволяют повысить оперативность и достоверность расчетов.

### Список литературы

1. Колмогоров А.Н. К статистической теории кристаллизации металлов / А.Н. Колмогоров // Изв. АН СССР. Серия математическая. – 1937. – № 3. – С. 355–359.
2. Austin J.B. Kinetics of the decomposition of austenite at constant temperature / J.B. Austin, R.L. Rickett // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Incorporated. – 1939. – Т. 135. – С. 396–443.
3. Johnson W.A. Reaction kinetics in processes of nucleation and growth / W.A. Johnson, R.F. Mehl // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Incorporated. – 1939. – Т. 135. – С. 416–468.
4. Avrami M. Kinetics of phase change. I: General theory / M. Avrami // Journal of Chemical Physics. – 1939. – Т. 7. – С. 1103–1112.
5. Brozda J. Spawalnicze wykresy przemian austenitu CTPc-S / J. Brozda, J. Pilarczyk, M. Zeman. – Katowice, Polska: Slask, 1983. – 140 с.
6. Vander Voort G.F. Atlas of time-temperature diagrams for irons and steels / G.F. Vander Voort. – Materials Park, OH: ASM International, 1991. – 766 с.
7. Seyffarth P. Schweiss-ZTU-Schaubilder / P. Seyffarth, G. Kuscher. – Berlin: Veb Verlag Technik, 1983. – 236 с.
8. Шоршоров М.Х. Фазовые превращения и изменение свойств стали при сварке / М.Х. Шоршоров, В.В. Белов. – М.: Наука, 1972. – 219 с.
9. Попова Л.Е. Диаграммы превращения аустенита в сталях и бета-раствора в сплавах титана / Л.Е. Попова, А.А. Попов. – М.: Металлургия, 1991. – 504 с.
10. Starink M.J. Kinetics of the decomposition of austenite at constant temperature / M.J. Starink // Journal of Material Science. – 1997. – Т. 32. – С. 397–415.
11. Куркин А.С. Исследование кинетики фазовых превращений легированной стали методами математического моделирования / А.С. Куркин // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2019. – Т. 85. – № 12. – С. 25–32.
12. Куркин А.С. Обработка диаграмм изотермического распада аустенита для построения полных C-образных кривых / А.С. Куркин, В.Ю. Бобринская // Сварка и диагностика. – 2019. – № 2. – С. 32–37.
13. Janitzky E. The marked similarity in tensile properties of several heat treated SAE steels / E. Janitzky, M. Baeyertz // Metals handbook. – Materials Park, OH: American Society for Metals, 1939. – 515 с.

---

## Calculation of properties for alloy steels using simulation of production processes

A.S. Kurkin

Bauman Moscow State Technical University, Bld. 1, Est. 5, 2<sup>nd</sup> Baumanskaya street,  
Moscow, 105005, Russian Federation  
E-mail: ackurkin@mail.ru

**Abstract.** This article presents a procedure for testing material properties using models of structural transformations occurred during fabrication of a welded structure. Author substantiates application of hardness as an objective and replicable parameter, which interlinks mechanical properties of an alloy steel and its chemical and phase composition. He highlights regression models for calculating hardness of the phase components according to their chemical composition, suggests a procedure to model phase transformations of steel when a thermal cycle is given, and lists few methods aimed at determination of necessary parameters according to the publicly released diagrams of structural transformations in steels of various grades.

**Keywords:** welded structure, behavior of alloy steel, simulation of phase transformations, steel hardness, bainite, ferrite-perlite, austenite decay diagram.



**References**

1. KOLMOGOROV, A.N. On the statistical theory of metal crystallization [K statisticheskoy teorii kristallizatsii metallov]. *Izvestiya AN SSSR. Seriya matematicheskaya*, 1937, no. 3, pp. 355–359. (Russ.).
2. AUSTIN, J.B., R.L. RICKETT. Kinetics of the decomposition of austenite at constant temperature. *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Incorporated*, 1939, vol. 135, pp. 396–443. ISSN 0096-4778.
3. JOHNSON, W.A., R.F. MEHL. Reaction kinetics in processes of nucleation and growth. *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Incorporated*, 1939, vol. 135, pp. 416–468.
4. AVRAMI, M. Kinetics of phase change. I: General theory. *Journal of Chemical Physics*, 1939, vol. 7, pp. 1103–1112. ISSN 0021-9606.
5. BROZDA, J., J. PILARCZYK, M. ZEMAN. *Spawalnicze wykresy przemian austenitu CTPc-S*. Katowice, Polska: Slask, 1983. (Pol.).
6. VANDER VOORT, G.F. *Atlas of time-temperature diagrams for irons and steels*. Materials Park, OH: ASM International, 1991.
7. SEYFFARTH, P., G. KUSCHER. *Schweiss-ZTU-Schaubilder*. Berlin: Veb Verlag Technik, 1983. (Germ.).
8. SHORSHOROV, M.Kh., V.V. BELOV. Phase transformations and changes of steel properties at welding [Fazovyie prevrashcheniya i izmeneniye svoystv stali pri svarke]. Moscow: Nauka, 1972. (Russ.).
9. POPOVA, L.Ye., A.A. POPOV. *Diagrams for transformations of austenite in steels and  $\beta$ -solution in titanium alloys* [Diagrammy prevrashcheniya austenite v stalyah i beta-rastvora v splavakh titana]. Moscow: Metallurgiya, 1991. (Russ.).
10. STARINK, M.J. Kinetics of the decomposition of austenite at constant temperature. *Journal of Material Science*, 1997, vol. 32, pp. 397–415. ISSN 0022-2461.
11. KURKIN, A.S. Studying kinetics of phase transformations of alloy steel using mathematical modelling [Issledovaniye kinetiki fazovykh prevrashcheniy legirovannoy stali metodami matematicheskogo modelirovaniya]. *Zavodskaya Laboratoriya. Diagnostika Materialov*, 2019, vol. 85, no. 12, pp. 25–32. ISSN 1028-6861. (Russ.).
12. KURKIN, A.S., V.Yu. BOBRINSKAYA. Processing diagrams for isothermal decay of austenite to plot full C-shaped curves [Obrabotka diagramm izotermicheskogo raspada austenite dlya postroyeniya polnykh C-obraznykh krivyykh]. *Svarka i Diagnostika*, 2019, no. 2, pp. 32–37. ISSN 2071-5234. (Russ.).
13. JANITZKY, E., M. BAEYERTZ. The marked similarity in tensile properties of several heat treated SAE steels. In: *Metals handbook*. Materials Park, OH: American Society for Metals, 1939.

УДК 621.643.2-034.14:626.178.2

## Температура хрупко-вязкого перехода трубной стали К65 – экспериментальное определение и сопутствующие признаки

**А.Б. Арабей<sup>1\*</sup>, А.Г. Глебов<sup>2</sup>, Л.М. Капуткина<sup>2</sup>, И.Ю. Пышминцев<sup>3</sup>, С.Е. Яковлев<sup>1</sup>, А.И. Абакумов<sup>4</sup>, Д.Е. Капуткин<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> НИТУ «МИСиС», Российская Федерация, 119049, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 4

<sup>3</sup> ОАО «РосНИТИ», Российская Федерация, 454139, г. Челябинск, ул. Новороссийская, д. 30

<sup>4</sup> ФГУП «РФЯЦ ВНИИЭФ», Российская Федерация, 607188, Нижегородская обл., г. Саров, пр-т Мира, д. 37

<sup>5</sup> МГТУ ГА, Российская Федерация, 125493, г. Москва, Кронштадтский б-р, д. 20

\* E-mail: a.b.arabey@gmail.com

### Ключевые слова:

трубная сталь, температура хрупко-вязкого перехода, испытания падающим грузом, ударная вязкость, излом.

**Тезисы.** На основании совместного анализа результатов испытаний по определению ударной вязкости (КСУ) и испытаний падающим грузом (ИПГ) с учетом изменения геометрии и поверхностей изломов образцов трубной стали класса прочности К65 (Х80), выполненных в диапазонах температур соответственно  $-196...+20$  °С и  $-80...+20$  °С (последние – с шагом 10 °С), оценена температура хрупко-вязкого перехода, которая во втором случае выше, чем в первом. Указаны экспериментально выявляемые признаки вязкого состояния металла.

Серийные испытания проводили на инструментированном копре DWT40 на стандартных образцах толщиной 27,7 мм, изготовленных из листов (1-я серия) и труб из них (2-я серия). Показано, что при ИПГ в результате воздействия бойка на образец на его боковых гранях в зоне надреза образуются локализованные объемы пластически деформированного металла в форме, близкой к треугольным пирамидам, которые в ходе разрушения смещаются к центру, т.е. продольной оси образца. Их размеры уменьшаются при снижении температуры, а при температуре ниже температуры хрупко-вязкого перехода они не образуются вовсе.

Признаками вязкости металла или его хрупкости могут служить: вид излома – вязкий либо хрупкий, шевронный (соответственно при температуре выше либо ниже температуры хрупко-вязкого перехода, определенного по ИПГ); наличие либо отсутствие на диаграмме разрушения участка «пластического изгиба»; размер лунки утяжки на боковых гранях образцов; размеры локализованных объемов.

На основе выявленных закономерностей поведения металла труб в интервале хрупко-вязкого перехода рассмотрены результаты одного из полигонных испытаний труб из стали класса прочности К65, в ходе которого бегущая по трубопроводу вязкая магистральная трещина раздвоилась в зоне подвода хладагента и закольцевалась по периметру трубы. При этом на обеих гранях «стреловидного» участка захоложенного пятна наблюдался излом типа «шеvron», указывающий на переход от вязкого разрушения к хрупкому.

С учетом найденной в ходе исследования температуры хрупкости, соответствующей  $-70$  °С, оценена относительная деформация металла в зоне захоложенных пятен в стенке трубы.

Технические требования к материалам для магистральных трубопроводов с годами постоянно совершенствуются и ужесточаются. Причин для этого несколько. Во-первых, растет рабочее давление. Во-вторых, увеличивается диаметр труб. В-третьих, для снижения стоимости строительства необходимо снижать металлоемкость, т.е. уменьшать толщину стенки трубы. В результате трубы класса прочности до К52, применявшиеся при строительстве магистральных газопроводов в 1960-е гг., в 1970-х гг. сменились на трубы классов прочности К54...К60, а с 2008 г. в обиход вошли еще более прочные трубы класса прочности К65 (Х80, по классификации Американского нефтяного института<sup>1</sup>) [1]. Известно, что повышение прочности стали неизбежно сопровождается снижением пластичности и вязкости.

<sup>1</sup> *англ.* American Petroleum Institute, API.

Температура хрупко-вязкого перехода (ТХВП) является одним из основных критериев температурной зависимости сопротивления разрушению, поскольку хрупкое малоэнергоемкое разрушение наиболее опасно из-за возможности реализации протяженного разрушения трубопровода. Известны факторы повышения ТХВП. Во-первых, технология производства труб предусматривает холодную пластическую деформацию листа, что повышает ТХВП на 3...5 °С на каждый процент деформации, и, во-вторых, трещина в трубе может перемещаться существенно быстрее, чем в испытываемом образце, что также повышает ТХВП.

Поэтому первый вопрос, который задают специалисты очередному поставщику труб большого диаметра (1420 мм) из новой высокопрочной стали класса прочности K65 (X80) для проведения полномасштабных полигонных испытаний: какова ударная вязкость<sup>2</sup>  $KCV^{40}$  основного металла труб данного производителя? При этом подразумевается, что все остальные контролируемые показатели безусловно соответствуют техническим требованиям<sup>3</sup>. Значение  $KCV^{40}$  служит своего рода индикатором пригодности материала труб для применения в условиях высоких давлений, обеспечения высокого сопротивления распространению трещин и развитию протяженного разрушения трубопроводов. Недаром после проведения первой серии полигонных испытаний в первую очередь повысили нормативные требования к ударной вязкости основного металла с  $KCV^{40} \geq 170$  Дж/см<sup>2</sup> до  $KCV^{40} \geq 250$  Дж/см<sup>2</sup>, доведя затем фактические значения ударной вязкости до нынешних 300...450 Дж/см<sup>2</sup>. Это потребовало также дополнительного изучения характеристик вязкости и выбора наиболее представительных методов испытаний, средств измерений и способов определения показателей сопротивления разрушению.

Образцы трубной стали класса прочности K65 подвергали серийным испытаниям на ударный изгиб с определением ударной

вязкости KCV (по ГОСТ 9454<sup>2</sup>) и ударный изгиб падающим грузом (по ГОСТ 30456<sup>4</sup>) с определением работы разрушения. Ударную вязкость определяли при испытании образцов из листов четырех плавок текущего производства одного из производителей. От каждой плавки отбирали по два листа номинальных толщин 23,0 и 27,7 мм. Образцы вырезали на ¼ ширины листа (90° относительно продольного сварного шва трубы) с ориентацией в поперечном направлении листа (по ширине) и надрезом перпендикулярно плоскости листа.

Испытания на ударный изгиб по определению KCV проводили при температурах +20...-196 °С на маятниковом копре Amsler RKP-450 (Zwick/Roell) с энергией маятника 450 Дж. Для охлаждения образцов применялась камера глубокого охлаждения TV742 (Zwick/Roell).

Зависимость ударной вязкости от температуры  $KCV(T)$  по результатам испытания 204 образцов представлена на рис. 1. Из рассмотрения данных с учетом приведенных далее рассуждений можно сделать важные заключения.

Ударная вязкость – это работа полного разрушения надрезанного образца. Длина стандартного образца составляет 55 мм, а расстояние между опорами – 40 мм. Если образец изгибается на 117°, он проскакивает между опорами недоломаным, и тогда регистрируется не работа полного разрушения, а меньшая. В испытаниях современной трубной стали при  $T = +20$  °С так и происходит:  $KCV^{+20} < KCV^{-20}$  (см. рис 1). Таким образом, достигнут потолок измеримости работы KCV по геометрическим ограничениям.

Обычно температурная зависимость вязкости  $KCV(T)$  имеет две полки – верхнюю  $KCV^{max}$  и нижнюю  $KCV^{min}$ ; в интервале перехода  $KCV^{min} \leq KCV^{ТХВП} \leq KCV^{max}$  определяется значение ТХВП. В нашем случае на верхней полке серийной кривой при каждой выбранной температуре из интервала +20...-80 °С испытаны по 18...22 образца. При  $T = +20$  °С получено рассеяние ударной вязкости: 285...401 Дж/см<sup>2</sup>. При охлаждении существенное снижение KCV проявилось при температуре ниже минус 80 °С с полкой в интервале температур -125...-196 °С после крутого

<sup>2</sup> Согласно ГОСТ 9454-78 для обозначения работы удара и ударной вязкости при пониженной и повышенной температурах вводится цифровой индекс, указывающий на температуру испытания. См. ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах (с Изменениями № 1, 2).

<sup>3</sup> См. СТО Газпром 2-4.1-713-2013. Технические требования к трубам и соединительным деталям.

<sup>4</sup> ГОСТ 30456-97. Металлопродукция. Прокат листовой и трубы стальные. Методы испытания на ударный изгиб.

спада (см. рис. 1). Определен порог хладноломкости, т.е. ТХВП: для шести листов толщиной 23 мм он составил  $-103...-111$  °С; для двух листов толщиной 27,7 мм – минус 119 и минус 120 °С. При оценке вида изломов обнаружено, что при температуре ниже минус 125 °С излом полностью хрупкий.

Принципиально важный вывод вытекает из анализа данных на рис. 1. Видно, что размах значений KCV для отдельно взятого значения  $T$  достигает  $100...150$  Дж/см<sup>2</sup>. Это и неудивительно. Ударный образец имеет небольшое сечение, как правило, существенно меньше сечения испытываемого листа или стенки трубы, поэтому даже при регламентированном месте вырезки заготовок для образцов значение KCV всегда будет носить «случайный» характер относительно местоположения в листе, структурного состояния металла в этой зоне, уровня его загрязненности и др. В связи с этим даже селективный отбор листов одного производителя в заданный промежуток времени не может гарантировать постоянного уровня свойств в узком диапазоне.

В отличие от образца для определения KCV преимущества образца для испытаний падающим грузом (ИПГ) заключаются в том, что его толщина соответствует толщине стенки реальной трубы, а также существенно большей длине в направлении распространения трещины. Он расщепляется по тому слою, где вязкость наихудшая. А чем крупнее образец, тем выше порог хладноломкости.

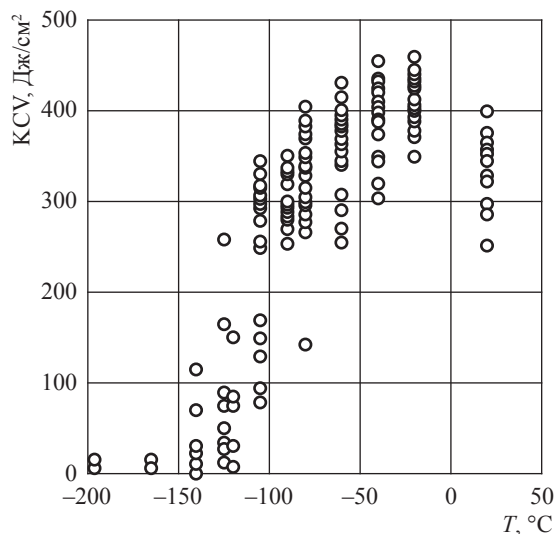


Рис. 1. Серийная кривая ударной вязкости трубной стали К65

Для ИПГ полнотолщинные образцы размером  $27,7 \times 75 \times 350$  мм с V-образным надрезом глубиной 5 мм вырезали из листов стали К65 того же производителя, что и для испытаний на ударную вязкость, а также из труб диаметром 1420 мм с номинальной толщиной стенки 27,7 мм из тех же листов. Испытания на трехточечный ударный изгиб на базе 250 мм выполнены на инструментированном копре DWT40 ИМАТЕК (масса падающего груза – 2450 кг, скорость бояка в момент удара –  $4,5...9,0$  м/с, максимальная энергия копра – 100 кДж; записывается диаграмма разрушения). Чтобы надежно найти верхнюю ( $A_{\max}$ ) и нижнюю ( $A_{\min}$ ) полки работы разрушения, или поглощенной энергии, на серийной кривой (где  $A$  – работа удара, кДж) температуру испытаний назначали с шагом 10 °С.

Сводная серийная кривая  $A(T)$  построена по испытаниям 34 образцов при 11 температурах от плюс 20 до минус 80 °С (рис. 2). Одиннадцать образцов из 34 были вырезаны из листов, остальные – из труб. При всех температурах значения  $A$  для образцов из листов оказались на  $10...15$  % выше, чем для образцов из труб. Заметим, что при входном контроле листов на трубных заводах находили, что KCV листов на  $5...14$  % выше, чем KCV выполненных из них труб.

При охлаждении значимое падение  $A(T)$  проявилось только при  $T = -40$  °С, следовательно,  $A_{\max}$  занимает весь интервал от минус 40 до +20 °С.  $A_{\min}$  надежно зафиксирована

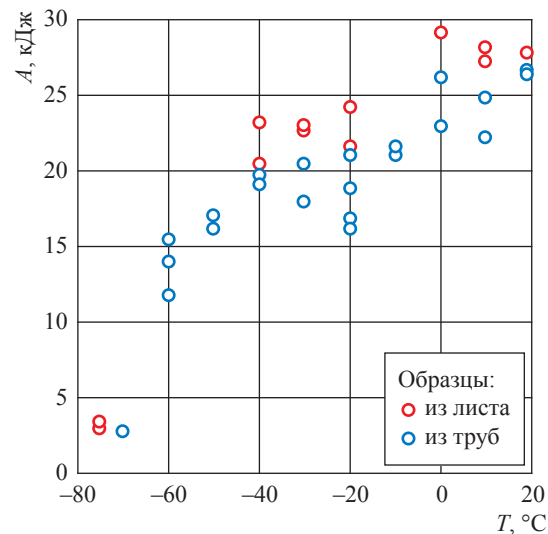


Рис. 2. Температурная зависимость полной работы разрушения, полученная при ИПГ трубной стали К65

температурой  $\leq -70$  °С после крутого спада. Таким образом, интервал вязко-хрупкого перехода ограничен значениями  $-40 \dots -60$  °С.

Дополнительную информацию при испытаниях на инструментированном копре DWT40 ИМАТЕК можно получить при детальном анализе диаграмм. Так, в ходе анализа диаграмм разрушения обнаружено, что при одной температуре испытаний диаграммы хорошо согласуются между собой, что свидетельствует о высокой воспроизводимости результатов и возможности использования диаграмм для углубленного анализа собственно разрушения.

На рис. 3 на одном поле приведены диаграммы разрушения образцов, испытанных при температурах, охватывающих весь диапазон серийной кривой:  $+20$ , минус  $40$ , минус  $60$  и минус  $70$  °С. Общим для всех диаграмм, за исключением  $T = -70$  °С, является начальный период разрушения с координатами:  $10,3$  мм – смещение ударника;  $1,63$  мс – время. Далее участки диаграммы соответствуют разрушению при выбранной температуре испытаний: либо когда при  $T = +20$  °С и  $T = -40$  °С за упруго-пластическим подъемом следует вязко-пластический участок – верхняя полка  $A_{\max}$ , либо без него в случае перехода в хрупко-вязкое разрушение без полки при  $T = -60$  °С. По этому признаку температуру вязко-хрупкого перехода можно оценить в диапазоне  $-40 \dots -60$  °С.

Если выделить так называемый «упругий – упруго-пластический» участок в координатах «сила – путь» для одной температуры (например,  $T = +20$  °С; см. рис. 3б), то сразу можно обнаружить первый пик, соответствующий линейно упругому изгибу с вершиной в точке А и нагрузкой, равной по величине условному пределу текучести. Соответствующая вершине А запись на графике расшифровывается следующим образом: 0619 – номер образца;  $+20$  – температура, °С;  $4,05$  – смещение бойка, мм ( $0,63$  мс в координатах «сила – время»);  $549,06$  – нагрузка, кН (условный предел текучести, замеренный при входном контроле, составляет  $563$  МПа). Далее нагрузка скачкообразно возрастает и достигает максимума в точке Б с указанными выше координатами ( $10,3$  мм – смещение бойка,  $1,63$  мс – время). Отличие заключается лишь в достигнутой нагрузке в вершине:  $674$ ,  $722$  и  $772$  кН соответственно при  $+20$ ,  $-40$  и  $-60$  °С. Это объясняется ростом предела текучести с уменьшением температуры испытания. Количество скачков, равное  $5$ , одинаково при всех указанных температурах. Их наличие объясняется дискретным (пульсирующим) перемещением ударника с периодичностью  $0,2$  мс.

По достижении усилия в точке Б происходит крутой спад, свидетельствующий о раскрытии упругой трещины, что подтверждается видом изломов разрушенных образцов при смещении ударника на  $10$  мм.

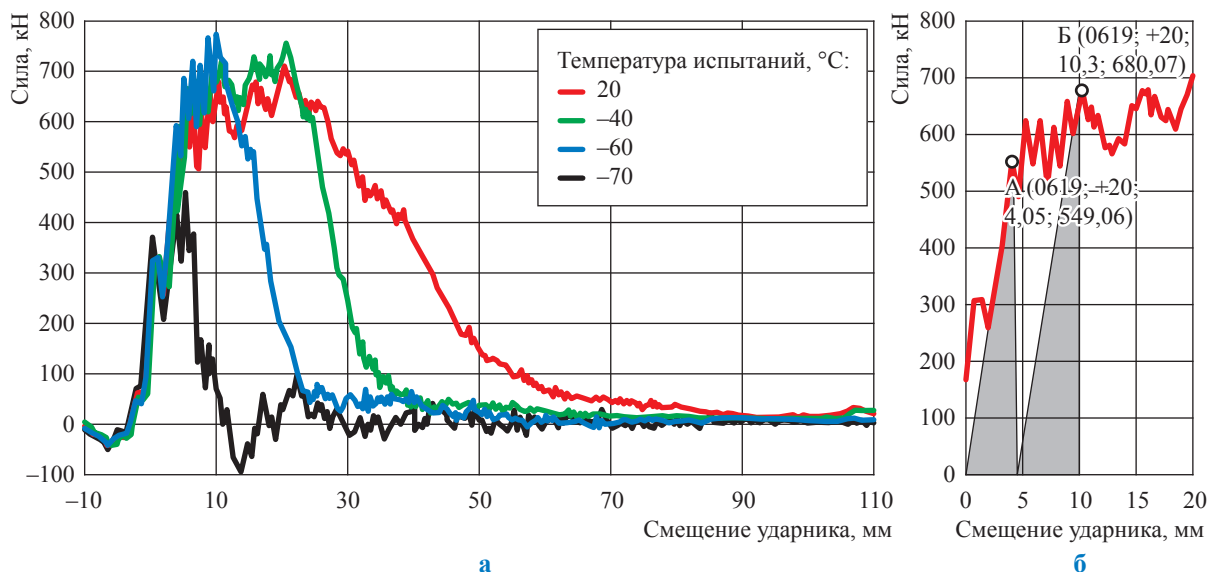


Рис. 3. Диаграммы разрушения ИПГ-образцов при разных температурах (а); «упругий – упруго-пластический» участок диаграммы для  $T = +20$  °С (б)

Такой вид диаграммы ранее подробно не обсуждался. Можно сослаться лишь на высказывание М.А. Штремеля [2], что «появлению трещины предшествует не только упругая, но и некоторая пластическая деформация общего изгиба образца». Если это так, то мы имеем реальную возможность количественно измерить работу «упруго-пластического» изгиба при ИПГ-испытаниях и вычесть ее из общей работы разрушения, что является предметом будущих исследований.

По мере понижения температуры раньше всего обнаруживает хладноломкость вид излома (рис. 4). Признаком вязкого разрушения образцов ИПГ служит наличие локальных объемов пирамидальной формы, пластически сформированных на начальной стадии разрушения (см. рис. 4а). Одна из сторон образованной фигуры лежит в плоскости, разделяющей слой металла с надрезом и слой с максимальной утяжкой. При этом эти локальные объемы в процессе последующего изгиба и утяжки клином смещаются к центральной оси образца. Основание «пирамиды» находится соответственно на боковых гранях образца, воспроизводится при всех испытаниях и служит подтверждением наличия вязкой составляющей в изломе. С понижением температуры испытаний (с понижением пластичности и вязкости) размеры этих объемов резко уменьшаются (см. рис. 4б), и с переходом в хрупкое состояние они исчезают совсем (см. рис. 4в). При  $T = -70^\circ\text{C}$  между слоем металла с надрезом и основным металлом образует трещина без видимых признаков деформации (утяжки).

Важным при исследовании ИПГ-образцов после испытаний является измерение

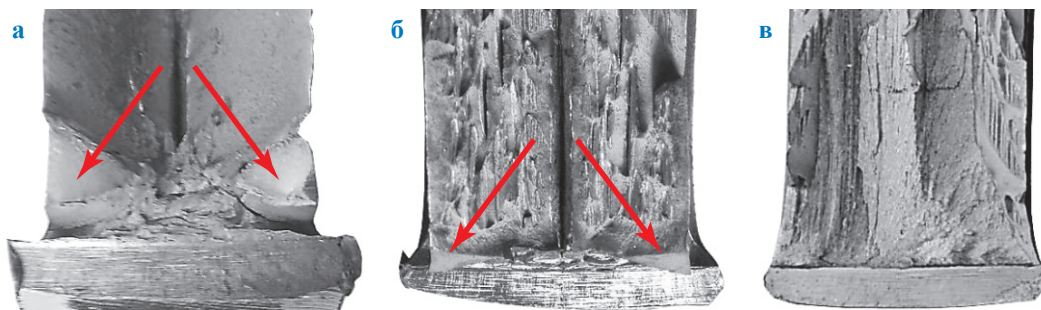
геометрии «шейки» в месте разрыва – утонения в различных сечениях по высоте (рис. 5). Образцы, испытанные при  $T = +20^\circ\text{C}$ , в 3D-формате выглядят более вязкими, однородными по строению, тогда как образцы, испытанные при  $T = -60^\circ\text{C}$ , практически не деформированы, разрушаются разрывом, что отражает хрупко-вязкое состояние металла (см. выше).

После компьютерной обработки горизонтальных сечений построены эпюры распределения толщины ( $S$ ) и относительной деформации образца  $\delta = \frac{\Delta S}{S_0} 100\%$  (где  $S_0$  – начальная толщина образца;  $\Delta S$  – изменение толщины

образца) по его длине для сечения на высоте 40 мм и различных температур (рис. 6). В большей степени утонению и деформации подвержены образцы, испытанные при температуре  $+20\dots-20^\circ\text{C}$ .

Не имея возможности оценить хладноломкость непосредственно в изделии, используют разные приемы, в том числе построение серийных кривых по результатам испытаний ударной вязкости – традиционный подход к оценке качества металла – и рекомендации касательно применения металла в конструкции. «Но ударная вязкость нигде не фигурирует в расчетах конструкций и не гарантирует их работоспособность. Она лишь косвенно и при многих ограничениях прогнозирует риск хрупкого разрушения» [2]. Необходимо искать другие адекватные методы.

Настоящая статья в какой-то степени отвечает на эти вопросы. Если принять трубу за конструкцию и выбрать на ней представительные участки для углубленного исследования,



**Рис. 4. Изломы образцов ИПГ, испытанных при разных температурах:**  
**а** – вязкий,  $T = +20^\circ\text{C}$ ; **б** – смешанный хрупко-вязкий,  $T = -60^\circ\text{C}$ ;  
**в** – хрупкий,  $T = -70^\circ\text{C}$ . Стрелками показаны локальные объемы пластически деформированного металла пирамидальной формы

то получим некую характеристику, которую можно распространить на всю трубу, а затем и на магистральную плеть. Таковым исследованием может стать, в частности, испытание образцов на ударный ИПГ с оценкой не по количеству вязкой составляющей, а по числовым характеристикам разрушения в инструментированном испытании. Так, в сущности, и произошло при построении серийной кривой в ИПГ-испытаниях. Появилась возможность прямого сравнения  $KCV(T)$  и  $A(T)$  (производственный показатель). Так, границы верхней полки серийной кривой  $KCV(T)$  лежат в интервале  $-80...+20$  °C, а  $A(T)$  – в интервале  $-40...+20$  °C; интервалы перехода – соответственно

$-80...-125$  °C и  $-40...-70$  °C; температура хрупкости составила примерно минус 105 °C для  $KCV(T)$  и приблизительно минус 55 °C для  $A(T)$ . Это может говорить о большей значимости результатов инструментированных ИПГ полнотолщинных образцов для оценки эксплуатационных возможностей трубного металла.

С учетом результатов фрактографических исследований (см. рис. 4), принимая во внимание высокие значения  $KCV^{-60}$  (см. рис. 1), можно предположить, что чисто хрупкое разрушение стали К65 начинается от температуры  $\leq -70$  °C.

Забегая вперед, отметим, что в натурном эксперименте подтверждено хрупкое состояние

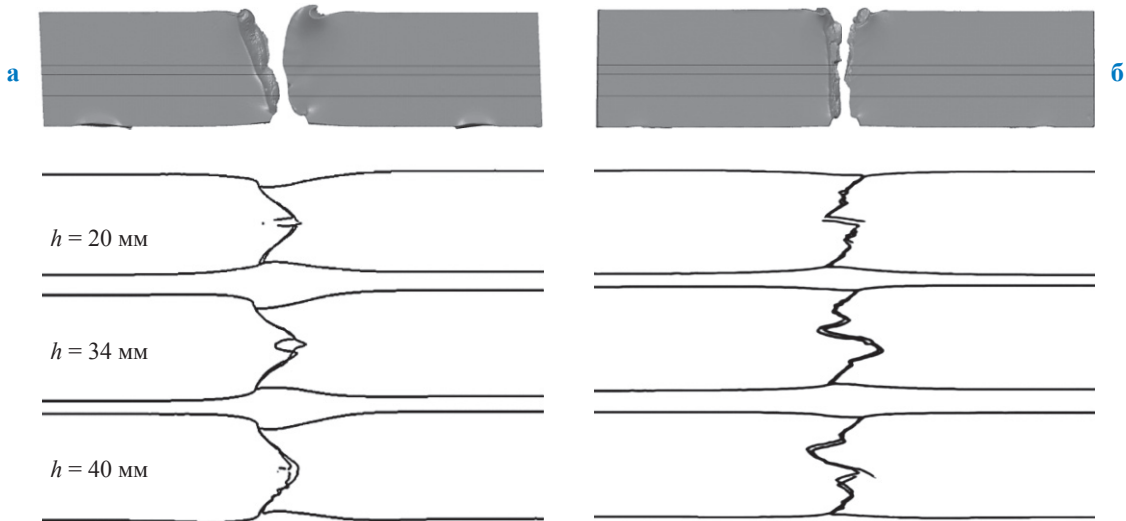


Рис. 5. Профили сечений образцов, соответствующие разной высоте  $h$  подъема секущей плоскости относительно основания образца, при  $T = +20$  °C (а) и  $T = -60$  °C (б)

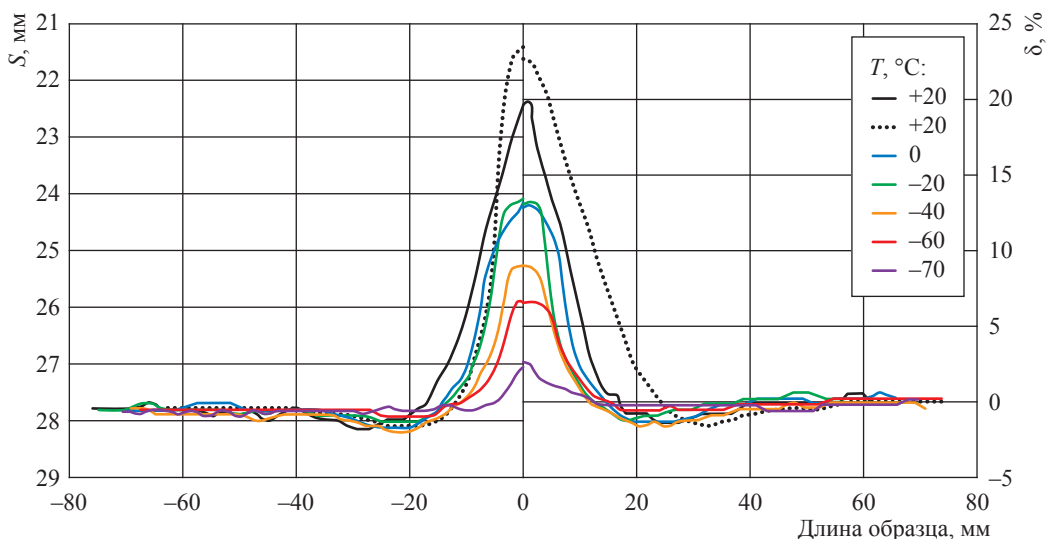


Рис. 6. Эпюры изменения толщины (ось слева) и деформации (ось справа). При  $T = +20$  °C испытывались два образца

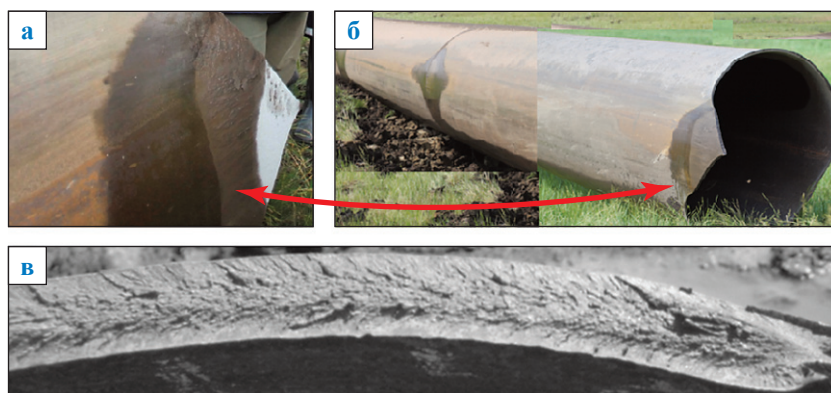
стали К65 при  $T = -70$  °С. Следовательно, правомерно утверждать, что результаты, полученные в ИПГ-испытаниях, можно использовать в практических целях аналогично тому, как это принято в отношении результатов испытаний на трещиностойкость  $K_{Ic}$ . Это тем более вероятно, что современные копры позволяют испытывать образцы из стали классов прочности до К80 (Х100) и выше и толщиной до 50 мм.

В ходе полигонных испытаний опытных партий труб класса прочности К65 размером 1420×23 мм в результате сбоя системы охлаждения в местах подачи на трубы хладагента (жидкого азота) на поверхностях труб образовались переохлажденные участки (рис. 7). Остановка разрушения происходила посредством раздвоения магистральной трещины на переохлажденных участках с последующим закольцеванием. Поверхность разрушения на участке раздвоения магистральной трещины формировалась за счет хрупкого излома типа «шеvron» без признаков пластической деформации (см. рис. 7в).

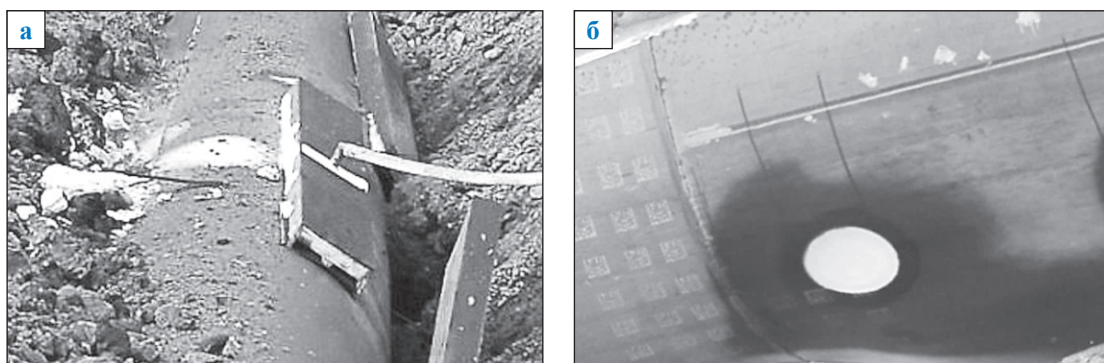
С целью установления причины переохлаждения воспроизводили захолаживание отдельного участка плети после полигонного испытания, во время которого замеряли температуру стенки трубы изнутри пирометром (рис. 8, 9). Замеры показали, что в эпицентре заиндевелоного пятна (строго по месту подвода хладагента) температура стенки трубы была не выше минус 70 °С и соответствовала температуре хрупкости при серийных ИПГ-испытаниях образцов.

Аналогично замерам утонения образцов ИПГ замеряли толщину темплета в зоне излома типа «шеvron» (рис. 10). Замеры проводили как на реальных образцах, так и (в основном) на образцах и в сечениях в 3D-формате по разработанной методике и с использованием специальных компьютерных программ.

Относительная деформация металла ИПГ-образцов, испытанных при  $T = -70$  °С, и в зоне переохлаждения ( $-70$  °С) стенки трубы (хрупкий излом с шевронным узором) не превышала 5...6 %.



**Рис. 7. Фрагменты опытной плети после испытаний со следами замороженных участков:**  
**а** – место остановки трещины через 20 мин после испытания (следы от инея);  
**б** – участки охлаждения после испарения инея;  
**в** – излом типа «шеvron» на поверхности разрушенных участков



**Рис. 8. Вид переохлажденного участка трубы: наружная (а) и внутренняя (б) поверхности**



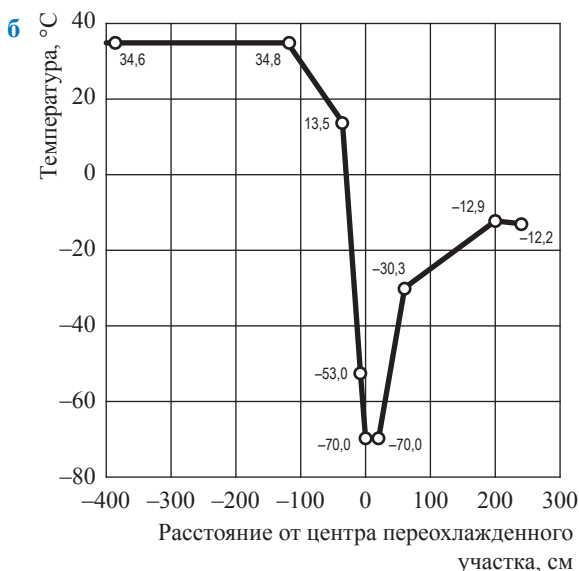
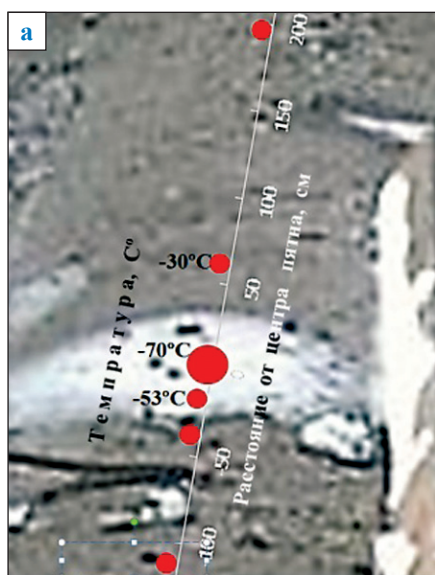


Рис. 9. Распределение температур вдоль образующей на переохлажденном участке трубы: стенка трубы снаружи (а, см. рис. 8а) и внутри (б, см. рис. 8б)

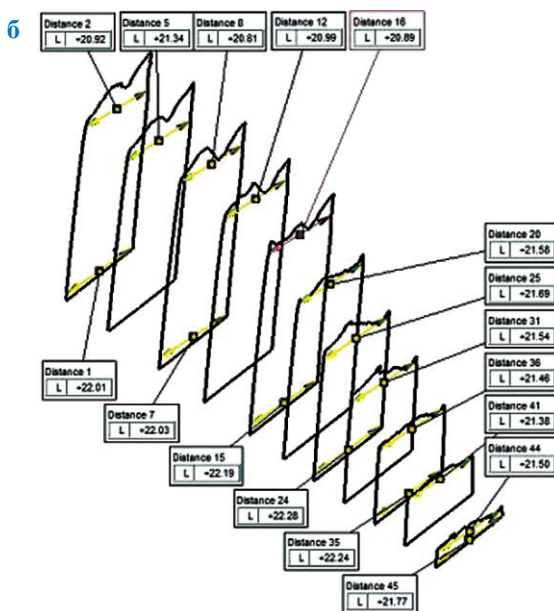


Рис. 10. Фрагмент трубы с изломом типа «шеvron»: а – участок излома (фото); б – вертикальные 3D-сечения с замером толщины

Таким образом, проведенные исследования показали, что ИПГ-испытания с определением работы разрушения в сравнении со стандартными ИПГ-испытаниями по ГОСТ 30456 позволяют получить существенно более объективную оценку сопротивления металла разрушению, что может быть использовано в целях прогнозирования характера и масштаба разрушения газопровода из современных высокопрочных сталей.

\*\*\*

По результатам исследования сделаны следующие выводы:

- 1) температура хрупко-вязкого перехода металла труб класса прочности К65, определенная по серийной кривой ударной вязкости KCV, на 50...60 °С ниже, чем определенная методом инструментированного ИПГ;
- 2) в ходе исследований поверхностей изломов разрушенных ИПГ-образцов, в том числе

в 3D-формате, выявлены признаки, характеризующие вязкое состояние металла: вид излома, наличие и размеры локальных объемов в форме треугольной пирамиды вблизи надреза, наличие утонения «шейки» по месту разрыва;

3) на диаграмме разрушения обнаружен не наблюдавшийся ранее участок (назван «упругий – упруго-пластический») в координатах ход ударника 10,3 мм, время 1,63 мс, совпадающий с раскрытием упругой трещины при разрушении;

4) температура формирования шевронного (хрупкого) излома, выявленного при полигонных испытаниях, соответствует температуре хрупко-вязкого перехода, определенной методом ИПГ;

5) инструментированные испытания ИПГ предпочтительнее испытаний на ударный изгиб KCV(T) при оценке эксплуатационной надежности трубной стали К65 по критерию хладноломкости.

*Авторы выражают признательность Т.С. Есееву за участие в работе и подготовке рукописи.*

### Список литературы

1. Арабей А.Б. Развитие технических требований к металлу труб магистральных газопроводов / А.Б. Арабей // Известия вузов. Черная металлургия. – 2010. – № 7. – С. 3–10.
2. Штремель М.А. Разрушение: в 2-х кн. Кн. 1: Разрушение материала / М.А. Штремель. – М.: МИСиС, 2014. – 670 с.

## Experimental determination and concomitant signs of a brittle-ductile transition temperature for K65-grade pipe steel

A.B. Arabey<sup>1\*</sup>, A.G. Glebov<sup>2</sup>, L.M. Kaputkina<sup>2</sup>, I.Yu. Pyshmitsnev<sup>3</sup>, S.Ye. Yakovlev<sup>4</sup>,  
A.I. Abakumov<sup>4</sup>, D.Ye. Kaputkin<sup>5</sup>

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

<sup>2</sup> Moscow State Institute of Steel And Alloys (NUST MISIS), Bld. 4, Leninskiy prospect, Moscow, 119049, Russian Federation

<sup>3</sup> The Russian Research Institute of the Tube and Pipe Industries (RosNITI), Bld. 30, Novorossiyskaya street, Chelyabinsk, 454139, Russian Federation

<sup>4</sup> Russian Federal Nuclear Center – All-Russian Research Institute of Experimental Physics (FSUE RFNC – VNIIEF), Bld. 37, prospect Mira, Sarov, Nizhniy Novgorod Region, 607188, Russian Federation

<sup>5</sup> The Moscow State Technical University of Civil Aviation (MSTUCA), Bld. 20, Kronshtadtskiy boulevard, Moscow, 125493, Russian Federation

\* E-mail: a.b.arabey@gmail.com

**Abstract.** In virtue of simultaneous analysis of the ductile test and drop-weight test (DWT) results, authors assessed a temperature of a brittle-ductile transition for the K65 (X80) grade pipe steels taking into consideration the geometry and texture changes in the sharp bends of the pipe samples. The named tests were carried out at temperatures of –196...+20 °C and –80...+20 °C correspondingly (last ones at a pitch of 10 °C). It was stated that for the second case the target value was higher than for the first one. The experimentally derivable indicators of a viscous state of a metal were listed.

The serial tests were carried out using a DWT40 drop-weight tear tester and the standard samples 27,7 mm in thickness manufactured from the steel sheets (the 1<sup>st</sup> series) and the correspondent steel pipes (the 2<sup>nd</sup> series). The DWT tests demonstrated that due to the impact of a striker the local metal volumes like the triangular pyramids appeared near the cuts at the lateral sides of the samples. In course of destruction, these volumes moved towards a longitudinal axis of the sample. Dimensions of such volume reduced when the temperature dropped, and if the temperature became lower than the temperature of the brittle-ductile transition, these volumes vanished.

There are the following indicators of either metal viscosity, or its decrease: a type of a bend, which could be either tough, or brittle (correspondingly, when the temperature exceeds the temperature of the brittle-ductile transition, or on the contrary is lesser); presence or absence of the plastic-bend sections at a diagram; the sizes of the thinned holes on the lateral sides of the samples; the sizes of the localized volumes.

Using the derived laws of metal behavior within the interval of brittle-ductile transition, authors examined the pilot tests of the K65-grade steel pipes. During these tests, a tough main crack has bifurcated nearby a cooler feed and has circled round the pipe. At that, at both sides of a cooled spot a chevron-type bend has been observed, which has indicated transition to brittle destruction.

On account of the brittleness transition temperature value of minus 70 °C, authors have assessed the relative deformation of a metal nearby the cooled spots within a pipe wall.

**Keywords:** pipe steel, temperature of a brittle-ductile transition, drop-weight test, modulus of resilience, sharp bend.

#### References

1. ARABEY, A.B. Evolution of technical requirements imposed to metals for pipes of gas mains [Razviyiye tekhnicheskikh trebovaniy k metallu trub magistralnykh gazoprovodov]. *Izvestiya Vuzov. Chernaya Metallurgiya*, 2010, no. 7, pp. 3–10. ISSN 0368-0797. (Russ.).
2. STREMEL, M.A. Rapture of material [Razrusheniye materiala]. In: STREMEL, M.A. *Destruction [Razrusheniye]*: in 2 bks. Moscow: Moscow State Institute of Steel And Alloys, 2014, bk. 1. (Russ.).

УДК 622.691.4.053

## Газотранспортная система: исследования конструкций и технического состояния магистральных газопроводов

**В.В. Харионовский**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: v\_kharionovsky@mail.ru

**Ключевые слова:** газотранспортная система, магистральный газопровод, конструкционная надежность, работоспособность, дефект, диагностика технического состояния, оценка срока службы и ресурса.

**Тезисы.** Изложены результаты исследований технического состояния конструкций магистральных газопроводов и соответствующие практические наблюдения. Показано, что для обеспечения надежности эксплуатации газотранспортной системы необходим комплекс аналитических, экспериментальных и полигонных исследований, включающих анализ технического состояния, разработку и применение диагностических методов и средств, оценку работоспособности и ресурса различных в конструктивном отношении потенциально опасных участков газопроводов с дефектами, создание системы управления техническим состоянием объектов газотранспортной системы. Приведены примеры экспериментальных и натурных испытаний высокопрочных труб, в том числе в условиях Крайнего Севера и морских акваторий, на основе которых реализованы проектные решения современных газопроводов.

### Общие положения

Газотранспортная система (ГТС) за последние 50 лет получила большое развитие в научно-техническом и производственном плане. Если в начальный период эксплуатации газопроводов осуществлялась только в европейской части России, при этом диаметры газопроводов и рабочие давления были незначительными, то начиная с 1970-х гг. география ГТС значительно расширилась за счет Западной Сибири и Средней Азии и преобладающими стали протяженные газопроводы диаметром 1020...1420 мм с давлениями газа до 120 атм. В это время были разработаны основы проектирования магистральных газопроводов (МГ) [1–3].

С увеличением сроков эксплуатации в газопроводах появились дефекты коррозионного характера, а также трещины, вмятины, утонения и их сочетания. В связи с этим обозначились новые исследовательские задачи в области анализа технического состояния МГ, в том числе защиты от коррозии, обеспечения прочности и устойчивости в слабонесущих и мерзлых грунтах, защиты от вибраций надземных газопроводов и подводных переходов, поддержания несущей способности перемычек и крановых узлов при высоких перепадах температур и т.п.

В ходе анализа задач были выявлены следующие особенности отечественной ГТС:

- газопроводы проходят через различные геолого-климатические зоны, при этом к объектам предъявляется единое требование – надежная поставка газа потребителю;
- нагрузки и воздействия на газопроводы имеют широкий спектр. Одни хорошо поддаются аналитическому описанию. Среди них давление и температура газа, вибрационные нагрузки на трубопроводы компрессорных станций, ветровые нагрузки на надземные трубопроводы, гидродинамические воздействия на подводные переходы. Другие относятся к специальным: действие мерзлых и просадочных грунтов, оползней, карстов и других природных и техногенных явлений;
- система протяженных транзитных газопроводов содержит комплекс металлоемких сооружений, в состав которых входит широкая номенклатура конструктивно неоднородных труб, существенно отличающихся механическими свойствами, химическим составом и свариваемостью. В зависимости от категорий участков трасс МГ оценка работоспособности труб оценивается статистическими методами [4];

- при строительстве и в процессе эксплуатации у газопроводов появляются и развиваются дефекты различного рода, возможно изменение механических свойств, проводится ремонт отдельных участков, что выдвигает задачу оценки срока службы и ресурса;

- при строительстве МГ использовались покрытия трассового нанесения типа «Поликен», которые в перспективе показали себя недостаточно долговечными: в течение 7–10 лет для изолированных с применением таких покрытий труб стали характерны образование протяженных отслоений. Металл труб в местах отслоений практически не защищался средствами электрохимической защиты, что приводило к лавинному нарастанию коррозионных и стресс-коррозионных повреждений.

При этом отличительной особенностью ГТС является ее функционирование в едином технологическом режиме. Для обеспечения успешной эксплуатации масштабной, не имеющей мировых аналогов системы МГ потребовалось создать новое научное направление «конструкционная надежность», и такая работа начиная с 1975 г. проводилась в отрасли с использованием потенциала специалистов ВНИИГАЗа [5].

### Техническое состояние и надежность конструкций МГ

Конструкции газопроводов, несмотря на кажущуюся простоту, находятся под действием комплекса нагрузок вероятностного характера, подвержены влиянию окружающей среды. При эксплуатации возможны экстремальные ситуации в результате изменения гидрогеологии, микроклимата и связанных с ними деформаций грунтов и силовых эффектов. Указанные ситуации порождают нерасчетные напряжения в трубах. Кроме того, неизбежны отклонения от необходимых требований при выполнении строительных и ремонтных работ. Анализ эксплуатации показывает, что дефекты можно типизировать (рис. 1).

Дефекты общей коррозии – питтинги, язвы, утонения стенки трубы (см. рис. 1, пп. 1–5) – возникают прежде всего на газопроводах с пленочной изоляцией. Стресс-коррозионные дефекты (см. рис. 1, п. 2) стали наиболее опасными на протяжении последних 20 лет, и для их изучения и принятия решений выполнен

комплекс исследований [5–7], на основе которых разработаны нормативные документы<sup>1</sup>. В условиях болот Западной Сибири выявлено значительное количество всплывших участков газопроводов (см. рис. 1, п. 6), приводящих к потере устойчивости положения МГ. Применительно к надземным газопроводам основным дефектом считаются усталостные трещины (см. рис. 1, п. 4), развитие которых может привести к разрывам. Тем самым актуальной задачей стала оценка технического состояния газопроводов на основе проведения диагностических работ и определения уровня надежности в эксплуатации.

Принципиальная схема анализа технического состояния показана на рис. 2. На ней обозначены три уровня, необходимые для анализа состояния МГ: 1) системы базы знаний и обследований; 2) технические методы и средства реализации диагностики; 3) система принятия решений по результатам инспекций и оценка надежности газопровода в целом.

Исследования конструкционной надежности проводились в рамках следующих отраслевых программ: «Комплексная система диагностики и технической инспекции магистральных газопроводов России (1994–1997 гг.)»; «Диагностическое обслуживание и повышение надежности магистральных газопроводов, объектов добычи и переработки газа (1998–2002 гг.)»; «Обеспечение надежности газопроводов в условиях слабонесущих грунтов Севера и Западной Сибири (2003–2005 гг.)»; «Повышение технологической безопасности и устойчивости функционирования объектов РАО «Газпром» (1997–1999 гг.)», а также в ходе плановых работ ВНИИГАЗа [8–14]. Основные направления исследований включали:

- разработку теоретических основ и методов обеспечения надежности газопроводов в эксплуатации, в том числе постановку проблемы ресурса и управления техническим состоянием;
- экспериментальные и натурные обследования потенциально опасных участков газопроводов;

<sup>1</sup> См. СТО Газпром 2-2.3-760-2013. Инструкция по идентификации коррозионного растрескивания под напряжением металла труб как причины отказов магистральных газопроводов; СТО Газпром 2-5.1-148-2007 (с Изменением № 1). Методы испытаний сталей и сварных соединений на коррозионное растрескивание под напряжением.

1. Общая, локальная и подпленочная коррозия	4. Накопление усталостных повреждений, зарождение и рост дефектов
	
2. Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН)	5. Разрушение изоляционного покрытия
	
3. Ухудшение служебных характеристик металла труб	6. Изменение внешних условий вдоль трассы и нарушение проектного положения
3.1. Снижение предельной деформации на 20...50 %. 3.2. Снижение показателей трещиностойкости до 50 %	

Рис. 1. Типичные дефекты МГ



Рис. 2. Принципиальная схема анализа технического состояния газопроводов

- прикладные исследования работоспособности трубопроводов с дефектами, в том числе в условиях стресс-коррозии;
- разработку методов и средств диагностики технического состояния;
- исследование надежности морских газопроводов;
- масштабные испытания высокопрочных труб;
- разработку нормативной документации в области надежности эксплуатируемых газопроводов.

В теории конструкционной надежности трубопроводов основным показателем, определяющим их работоспособность, считается напряженно-деформированное состояние (НДС), которое определяют расчетными методами и посредством измерений [5]. Специалистами ВНИИГАЗа разработаны методы расчета участков газопроводов, имеющих различные дефекты [5, 8–12], и впервые в отрасли применен метод тензометрирования газопроводов в условиях эксплуатации, позволяющий дать реальную оценку НДС [13]. С применением этого метода выполнены работы по оценке НДС на различных всплывших участках газопроводов в Западной Сибири, технологических трубопроводах компрессорных станций «Грязовец», «Юбилейная», «Хива», дожимной компрессорной станции «Газли», подводных переходах газопроводов через р. Каму. Пример таких работ – тензометрические измерения на коллекторе диаметром 1420 мм Уренгойского газоконденсатного месторождения (рис. 3).

Наряду с аналитическими исследованиями большую роль играют натурные испытания, которые являются определяющими для анализа работоспособности трубопроводов



**Рис. 3. Измерение силовых параметров взаимодействия газопровода с многолетнемерзлыми грунтами**

в сложных природно-климатических условиях. Так, в связи с перспективой строительства системы газопроводов Бованенково – Ухта начиная с 1987 г. проводились крупномасштабные исследования конструктивных решений газопроводов в Норильском промышленном регионе на опытно-промышленном полигоне, где представлены четыре участка газопровода диаметром 1420 мм общей протяженностью 5 км. Участки оснащены измерительными постами, в которых размещены термоперечники, пучиномеры, тензометры, приборы для измерения колебаний надземного участка. В итоге накопленная за длительный период информация позволила разработать рекомендации для проектировщиков [5, 10–12, 14]. В условиях Крайнего Севера получили распространение надземные газопроводы, что обусловлено минимальным нарушением почвенного покрова, исключением пучения и осадки конструкции газопровода в мерзлых грунтах и т.п. При этом обсуждалась опасность протяженных разрывов газопроводов в эксплуатации. Специалистами ВНИИГАЗа предложена конструкция опор, устойчивых к лавинному разрушению, и совместно со службами эксплуатации проведены натурные испытания на разрыв (внутреннее давление газа 41 кг/см<sup>2</sup>) участка газопровода диаметром 700 мм и длиной  $L = 500$  м (рис. 4). Испытания показали эффективность опор: разрыв газопровода прекращался после 2-й опоры.

По результатам исследований конструкций газопроводов в мерзлых и слабонесущих грунтах получены практические результаты [15–18], в частности: балльная оценка факторов опасности при пучении грунтов для подземных и надземных участков, а также оценка устойчивости участка газопровода при всплывании в болотах. Основными показателями надежности служат коэффициент надежности и коэффициент устойчивости [5].

### **Диагностические работы на МГ**

Для анализа технического состояния газотранспортной системы, насчитывающей около 180 тыс. км газопроводов, разработана концепция диагностики и сформированы отраслевые программы (см. ранее), что позволило в настоящее время выполнять плановое диагностическое обслуживание с применением современных методов и средств [5, 19].

Основным инструментом диагностики подземных газопроводов является внутритрубная

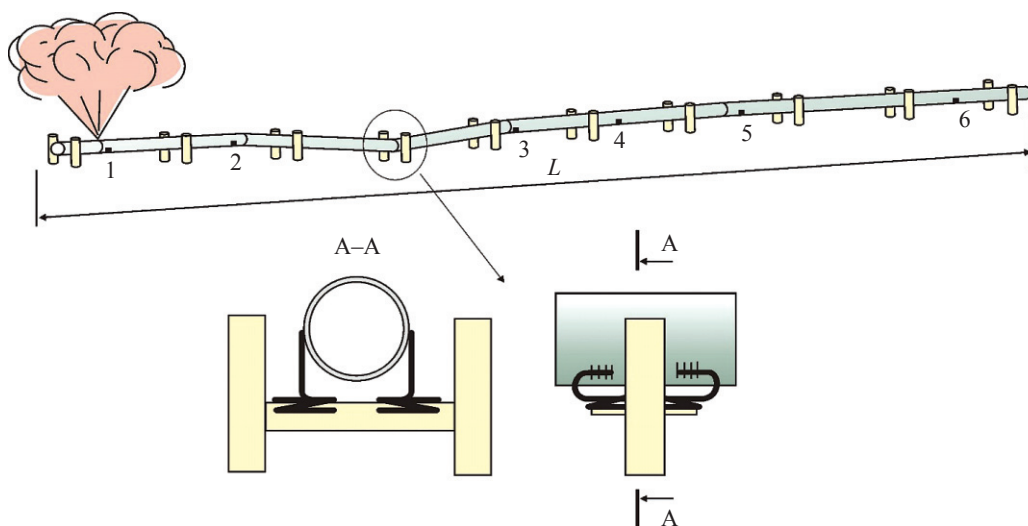


Рис. 4. Испытания на разрыв газопровода на лавиноустойчивых опорах:  
1...6 – номера измерительных постов



Рис. 5. Магнитный дефектоскоп диаметром 1420 мм с продольным намагничиванием

дефектоскопия, и начиная с 1998 г. промышленное внедрение получили отечественные внутритрубные дефектоскопы (рис. 5) компаний «Спецнефтегаз» и «Оргэнергогаз».

Применительно к отечественной ГТС необходимо отметить следующие затрудняющие проведение диагностических работ факторы: эксплуатация МГ в регионах со сложными природно-климатическими условиями, единый технологический режим работы ГТС, большая протяженность транзитных газопроводов, различные конструктивные решения – неравнопроходные участки, крутоизогнутые отводы, прямые врезки, большое количество газопроводов-отводов (общая протяженность около 36 тыс. км), в том числе и однониточных. В связи с этим определены области применения внутритрубной диагностики (таблица).

Отдельной составляющей диагностики является электрометрия, направленная на оценку состояния электрохимической защиты, коррозионной активности грунтов и прогноз коррозионной опасности отдельных участков [19].

#### Типовые и проблемные участки МГ для внутритрубной дефектоскопии

		Типовой участок	Проблемный участок
Признаки		Наличие камер запуска-приема очистных устройств; постоянный диаметр ( $D$ ) по всему участку; равнопроходная трубная арматура; радиус поворотов больше $3D$	Отсутствие камер запуска-приема очистных устройств; неравнопроходные диаметры; радиус поворотов составляет $1,5D$ ; наличие прямых врезок; подводные переходы; морские газопроводы
Обязательные обследования	вид	Профилеметрия; дефектоскопия магнитными снарядами	
	исполнение снаряда	Стандартное	Модифицированное стандартное или специальное
Дополнительные обследования		Обследование снарядами типа ЭМАТ для определения состояния изоляционного покрытия; обследование снарядами типа ЭМАТ для выявления стресс-коррозионных трещин; планово-высотное определение положения газопровода геометрическими снарядами повышенной точности (XGP) с последующими расчетами НДС	



Кроме того, на трассах газопроводов нашла применение геотехническая диагностика, подразумевающая контроль положения трубопроводов, состояния участков трассы, возможных процессов эрозии, размывов траншеи, а также вертолетные обследования газопроводов с использованием лазерных и тепловизионных комплексов с целью поиска утечек, видеосъемки и анализа состояния охранных зон и минимальных безопасных расстояний [18, 19]. Анализируя диагностическое обслуживание в целом, следует назвать задачи, перспективные в отношении существующей ГТС и газопроводов нового поколения. К таковым относятся:

- разработка методов и средств диагностики и мониторинга газопроводов с большими сроками эксплуатации;
- диагностика газопроводов при капитальном ремонте с применением наружных сканеров-дефектоскопов, увеличивающих темпы ремонта;
- диагностика технологических трубопроводов компрессорных станций на основе внутритрубных комплексов, позволяющих обнаружить дефекты на вертикальных и крутоизогнутых участках;
- диагностика и мониторинг запорно-регулирующей арматуры в трассовых условиях.

Для новых газопроводов, которые будут эксплуатироваться в условиях Крайнего Севера, арктического шельфа, Восточной Сибири и Дальнего Востока, необходимо разработать многофункциональные комплексы, а именно:

- диагностические комплексы, рассчитанные на условия мерзлых грунтов и низкие температуры;
- средства и методы обследования газопроводов арктического шельфа;
- внутритрубные дефектоскопы для протяженных морских газопроводов с высоким рабочим давлением.

### **Комплексная оценка технического состояния и ресурса газопроводов**

Результаты диагностических работ создают базу для оценки технического состояния газопроводов, при этом с точки зрения безопасной эксплуатации, планирования ремонтных работ и прогноза технического состояния МГ важно разрабатывать аналитические методы оценки опасности дефектов. Для этого прочностные задачи системы следует формулировать

применительно к системе «трубопровод с дефектами – нагрузки – механические свойства материала трубы» (см. рис. 2). Примером может служить исследование работоспособности обвязки трубопроводов компрессорной станции «Юбилейная», где на испытательном стенде для циклических гидравлических испытаний на различных уровнях давления проводились натурные испытания и тензоизмерения секций труб цеха № 4 с поверхностными дефектами.

С целью анализа работоспособности из обвязки вырезали участок трубы длиной 3,5 м и диаметром 1020 мм с наиболее неблагоприятным сочетанием поверхностных дефектов (рис. 6). Дефекты D1...D4 представляли собой раковины, острые подрезы и каверны. Образец испытали сначала на рабочее давление 7,4 МПа в течение 51 цикла, затем провели гидростатическое испытание с подъемом давления до 12,8 МПа (около 0,9 предела текучести) и выдержкой в течение 7 ч. Ввиду отсутствия роста дефектов давление подняли до 18 МПа (сертификатный предел прочности металла трубы) и выдержали в течение 3 ч, при этом в центральной части образца обнаружена значительная пластическая деформация. Комплекс испытаний завершился разрывом при увеличении давления до 20,5 МПа, что намного выше расчетного значения. Для уточненной оценки результатов были определены фактические механические свойства металла трубы, значения которых оказались выше сертификатных: по пределу текучести – на 11 %, по пределу прочности – на 4 %, по относительному удлинению при разрыве – на 25 %. Комплексный анализ позволил выявить реальную работоспособность технологических трубопроводов компрессорной станции при наличии групповых дефектов и разработать соответствующую методику [9]. В целом результаты исследований по этой теме подробно изложены в опубликованных ранее работах [12, 15–17].

Для эксплуатируемой ГТС большое значение имеет оценка сроков безопасной работы и остаточного ресурса. В процессе рассмотрения этой проблемы потребовалось учесть следующие присущие МГ отличия:

- газопроводы – это масштабные линейные системы, и для оценки их ресурса нужно уметь выявлять потенциально опасные участки;
- отдельные участки регулярно реконструируются, и после ремонтов необходимо применять специальные методы оценки ресурса;

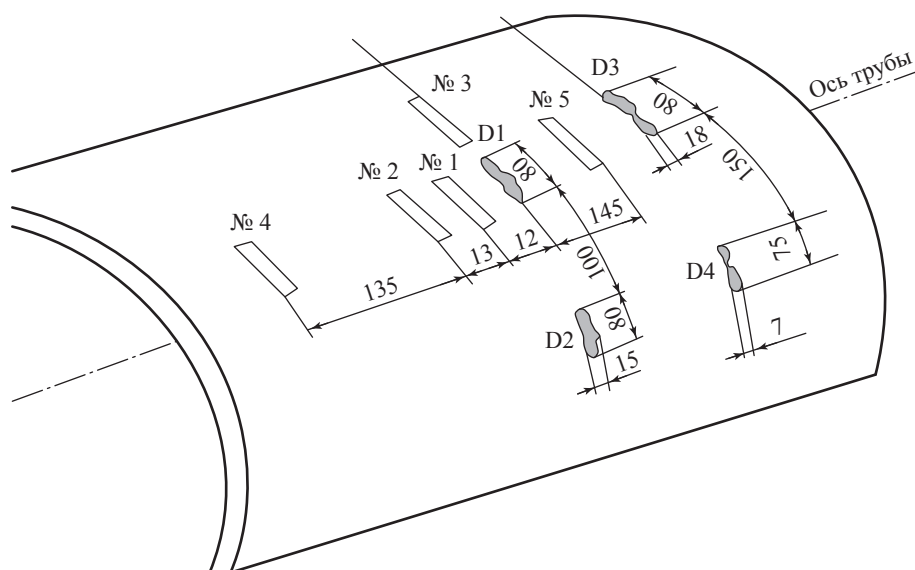


Рис. 6. Участок трубы, мм, с поверхностными дефектами D1...D4:  
№ 1...№ 5 – цепочки тензодатчиков

- в процессе эксплуатации газопроводов возникают нерасчетные (в проектах) нагрузки и воздействия, а при больших сроках эксплуатации необходим анализ изменений механических свойств металла труб и сварных соединений, например ухудшения пластичности [5, 20].

При определении срока безопасной эксплуатации обследуемых участков газопроводов требуется учитывать динамику роста дефектов во времени. В реальных условиях ремонту подлежат участки, имеющие критические дефекты, например уменьшение толщины стенки на 30 %, вмятины с трещинами, недопустимую овализацию и т.п. Как показывает статистика, после 30 лет эксплуатации число критических дефектов достигает 40 % от общей численности. В связи с этим в методических целях разработаны методы оценки сроков безопасной эксплуатации МГ (рис. 7) [19]. Сначала приведен амортизационный срок службы, который характеризует осуществление технического обслуживания за счет финансовых отчислений, не облагаемых налогами на прибыль. С техническим состоянием или физическим ресурсом труб и конструктивных элементов амортизационный срок службы не связан. Прогнозирование оптимального амортизационного срока службы должно выполняться на основе моделей, включающих помимо технических параметров и экономической структуры эксплуатационных затрат более общие экономические факторы, в частности фактор

финансового риска эксплуатации по причине нестабильности поставки газа в трубопровод в указанных объемах.

Базовый период эксплуатации представляет собой технически обоснованный срок службы, который определяется фактическим или прогнозируемым техническим состоянием газопровода, а также приборными параметрами системы технического обслуживания.

Период эксплуатации по техническому состоянию включает срок эксплуатации, который основан на проведении процедуры продления срока безопасной эксплуатации. Этот период предусматривает комплексную оценку технического состояния и характеризуется эксплуатацией газопроводов по фактическому техническому состоянию в течение 45...60 лет.

По достижении суммарной календарной наработки 55...60 лет газопроводы вступают в завершающий период эксплуатации. Он характеризуется возможным старением основного металла и сварных соединений, а также увеличением общего числа дефектов и ростом усталостных трещин. При этом вероятность наступления предельного состояния согласно механическим критериям разрушения или экономическим критериям увеличения эксплуатационных затрат на поддержание работоспособности существенно повышается. Для принятия решения о возможности продления срока безопасной эксплуатации в завершающий период требуются полное обследование состояния металла труб, сварных соединений,



Рис. 7. Укрупненный алгоритм оценки сроков безопасной эксплуатации МГ

фитингов и запорно-регулирующей арматуры, а также применение нового критерия прочности в эксплуатации [20]. Очевидно, что в процессе эксплуатации на газопроводах выполняются работы по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР). Поэтому мероприятия ТОиР и ресурсные оценки взаимосвязаны и используют совместные результаты. Например, на участке газопровода с дефектами, где выполнены ремонтные работы, срок безопасной эксплуатации определяется с учетом соответствующих сроков безопасной эксплуатации отремонтированного участка согласно проекту газопровода. Соседние участки с допустимыми дефектами обследуются в плановом порядке, и для них оценка остаточного ресурса осуществляется с учетом отраслевых рекомендаций<sup>2</sup>.

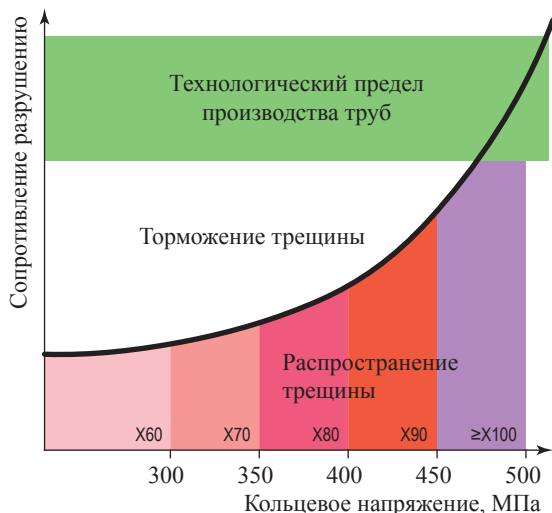
### Исследования труб МГ

Исследования труб, обеспечивающих безопасную эксплуатацию и высокую пропускную

способность МГ, имеют большое значение, поэтому данная тема постоянно разрабатывается специалистами отрасли совместно с металлургами. В последние десятилетия большое внимание уделено высокопрочным трубам, обеспечивающим высокое давление и, следовательно, пропускную способность современных газопроводов. При этом актуальной стала задача исследования протяженного разрушения труб при высоких давлениях. В мировой практике в этих целях применяют критерий контроля распространения разрушения труб [21], выведенный по результатам многочисленных лабораторных и натурных испытаний.

Несмотря на то что с позиций экономики лучше использовать трубы категории прочности Х100 и выше, с позиций безопасности это проблематично (рис. 8). Поэтому при выборе труб для системы газопроводов Бованенково – Ухта диаметром 1420 мм и рабочим давлением 120 атм потребовалась специальная программа комплексных испытаний [22], в которую вошли стандартные заводские испытания на образцах, гидравлические испытания трубы с поверхностным надрезом на разрушение для оценки трещиностойкости и полигонные испытания трубных секций для оценки распространения

<sup>2</sup> См. ВРД 39-1.10-043-2001. Положение о порядке продления ресурса магистральных газопроводов ОАО «Газпром». См. также: Методика о порядке продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром». – М.: ВНИИГАЗ, 2005. – 58 с.



**Рис. 8. Контроль распространения вязкого разрушения труб: X60...X100 – категории прочности труб по стандарту Американского института нефти (англ. American Petroleum Institute, API)**



**Рис. 9. Испытания высокопрочных труб**

трещины в условиях, приближенных к реальным условиям эксплуатации. Также были продуманы особые требования к трубам класса прочности K65.

На полигоне, созданном специалистами ПАО «Газпром» и ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» [22], организовали условия для охлаждения труб до температуры минус 20 °С (требования проекта) и установили систему сбора и обработки показаний датчиков температуры, давления, скорости движения трещины. В результате испытаний продукции Ижорского трубного завода и компании «Ниппон стил» (Япония) (рис. 9) подтверждена надежность высокопрочных труб и обосновано их применение в современных газопроводах.

Сложной для исследователей и на практике оказалась проблема стресс-коррозии, и для ее разрешения потребовалось реализовать комплекс аналитических, экспериментальных

и инженерных решений [5, 19]. Считается, что стресс-коррозия, или КРН, возникает, когда взаимодействуют несколько факторов, а именно: технология производства труб, уровень НДС газопровода (как правило, не ниже 0,4 от предела текучести), окружающая грунтовая среда. Ввиду масштабности проблемы в ПАО «Газпром» и ведущих компаниях Канады и США начиная с 1990 г. существовали специальные программы, охватывавшие исследования металла труб (их склонности к образованию и развитию трещин), натурные обследования газопроводов и разработку диагностических средств обнаружения стресс-коррозии. Специалистами ВНИИГАЗа и трубной компанией JFE (Япония) выполнены исследования стойкости трубных сталей к стресс-коррозии с применением различных методов испытаний. По итогам этих работ и ряда вытекающих из них исследований [7] разработаны соответствующие стандарты<sup>1</sup>.

#### Испытания труб для морских газопроводов

Морские газопроводы подвержены специальным нагрузкам и воздействиям, поэтому наряду с типовыми испытаниями трубы проверяются на смятие, предельный изгибающий момент (проверка максимально допустимых деформаций при опускании трубной плиты с судна) и длительные коррозионные нагрузки [23]. Особое внимание уделяется натурным испытаниям. Примером здесь может служить сооружение газопровода «Голубой поток», представляющего собой уникальный проект, который был реализован в сложных условиях Черного моря: глубина на большей части трассы составляет примерно 2 км, наблюдаются высокая концентрация сероводорода в придонных слоях, сейсмичность отдельных участков дна (до 8 баллов), мутьевые потоки. Отличительные черты проекта: отсутствие опыта производства толстостенных труб, рассчитанных на давление газа 250 атм, и большая – около 400 км – протяженность газопровода. Один из примеров натурных испытаний труб в условиях Черного моря дан на рис. 10, где представлены образцы труб с покрытием из полипропилена и нанесенными дефектами.

Практическое применение при сооружении морских газопроводов нашли обетонированные трубы. Для обоснования их надежности специалистами ВНИИГАЗа и Московского трубозаготовительного комбината реализован



**Рис. 10. Натурные испытания элементов труб в Черном море. Турецкий склон. Глубина 300 м. Образцы труб с покрытиями**



**Рис. 11. Укладка обетонированных труб газопровода Джубга – Лазаревское – Сочи**

комплекс натурных исследований, куда вошли испытания труб на изгиб и удар для оценки целостности бетонной оболочки и на сдвиг для анализа отсутствия смещения бетона относительно металлической трубы. С целью определения НДС газопровода при укладке в море и допустимого радиуса упругого изгиба были выполнены испытания на изгиб трубной секции длиной 60 м и диаметром 1020 мм, которые показали возможность использования труб при строительстве (рис. 11).

### Управление техническим состоянием МГ

С увеличением сроков эксплуатации газопроводов практически важной оказалась проблема управления их техническим состоянием [19]. Изучение этой тематики началось в ведущих газовых компаниях ФРГ, Нидерландов, Великобритании около 20 лет назад. Были созданы системы управления техническим состоянием и целостностью газопроводов, в которых сочетаются технические, управленческие и организационные решения, в общем виде обозначенные как PIMS (англ. pipeline integrity management system). Разработки зарубежных компаний относятся к компактным ГТС протяженностью 5...10 тыс. км, эксплуатируемым

в сравнительно простых природно-климатических условиях. Для отечественной ГТС, не имеющей мировых аналогов, потребовалось разработать оригинальную концепцию управления техническим состоянием. При этом на первом этапе были проведены консультации с авторами системы PIMS, и затем сформулированы основные цели компании ПАО «Газпром» применительно к российской ГТС [24], а именно:

- обеспечение надежности процесса транспортировки и хранения газа, структурной целостности и заданного уровня объектов ГТС;
- обеспечение экологической и промышленной безопасности при эксплуатации объектов ГТС.

Концепция, разработанная специалистами ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ», содержала следующие рабочие разделы:

- принципы реформирования процесса управления техническим состоянием;
- целевую модель процесса управления, где описаны задачи диагностирования, анализа технического состояния и технического риска, структура показателей технического состояния и целостности и т.п.;
- методологические основы процесса;
- информационное обеспечение процесса управления техническим состоянием и целостностью ГТС.

Концепция предполагает решение широкого круга задач на трех уровнях – от руководства компании до структурного подразделения газотранспортного общества. Информация об отдельных достигнутых результатах уже обнародована [25, 26].

\*\*\*

Материалы статьи свидетельствуют, что на современном этапе техническое состояние отечественной ГТС отвечает международным требованиям надежности и безопасной эксплуатации.

Перспективные задачи исследований конструкций газопроводов направлены на повышение работоспособности газопроводов с большими сроками эксплуатации, разработку методов обеспечения устойчивости газопроводов нового поколения в арктической зоне и на континентальном шельфе и их диагностики в сложных природно-климатических условиях, развитие методов управления техническим состоянием ГТС с учетом газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

## Список литературы

1. Ходанович И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович. – М.: Гостоптехиздат, 1961.
2. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы / П.П. Бородавкин. – М.: Энерджи Пресс, 2011. – 480 с.
3. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: становление, развитие и современное состояние / В.В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2019. – № 1. – С. 56–68.
4. Харионовский В.В. Стохастические методы в задачах для магистральных трубопроводов / В.В. Харионовский // Известия РАН. Механика твердого тела. – 1996. – № 3. – С. 110–116.
5. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В.В. Харионовский. – М.: Недра, 2000. – 467 с.
6. Антонов В.Г. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас / В.Г. Антонов и др.; под общ. ред. А.Б. Арабей, З. Коношински. – М.: Наука, 2006.
7. Арабей А.Б. Влияние особенностей технологии производства труб на стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением в процессе эксплуатации магистральных газопроводов / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2 (673). – С. 52–54.
8. Методические рекомендации по оценке работоспособности трубопроводов с дефектами овализации. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1996. – 34 с.
9. Рекомендации по оценке работоспособности участков газопроводов с поверхностными повреждениями. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1996. – 20 с.
10. Рекомендации по оценке работоспособности подводных переходов газопроводов при размывах дна. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1995. – 40 с.
11. Методика расчета технологических трубопроводов компрессорных станций. – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – 94 с.
12. Рекомендации по оценке несущей способности участков газопроводов в непроектном положении. – М.: ВНИИГАЗ, 1986. – 53 с.
13. Методические рекомендации по натурным измерениям напряженного состояния магистральных газопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1985. – 43 с.
14. Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 126 с.
15. Проблемы надежности газопроводных конструкций: сб. научн. трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1991. – 169 с.
16. Вопросы надежности газопроводных конструкций: сб. научн. трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1993. – 110 с.
17. Надежность и диагностика газопроводных конструкций: сб. научн. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1996. – 200 с.
18. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – 53 с.
19. Салюков В.В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием / В.В. Салюков, В.В. Харионовский. – М.: Недра, 2016. – 213 с.
20. Харионовский В.В. Работоспособность газопроводов с большими сроками эксплуатации / В.В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2017. – № 5. – С. 56–61.
21. Кнауф Г. Подход группы EPRG по предотвращению протяженного вязкого разрушения в газопроводных трубах / Г. Кнауф, Д. Демофонти // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 1. – С. 10–16.
22. Созонов П.М. Экспериментальные возможности и результаты работы опытного полигона ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» по проведению полигонных пневматических испытаний / П.М. Созонов, С.В. Трапезников // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 1. – С. 88–91.
23. Харионовский В.В. Морские газопроводы. Исследования и практические решения / В.В. Харионовский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – 256 с.
24. Информационно-управляющая система транспортировки газа и газового конденсата (ИУСТ) ПАО «Газпром». – <https://www.primegroup.ru/projects/pao-gazprom-4/>
25. Недзвецкий М.Ю. Перспективные направления развития Системы управления техническим состоянием и целостностью объектов газотранспортной системы / М.Ю. Недзвецкий, Р.Р. Кантюков, С.В. Нефедов и др. // Тезисы докладов 8-й Междунар. научн.-тех. конф. «Газотранспортные системы: настоящее и будущее». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – С. 7–8. – <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/gts-2019-ru.pdf>

26. Трапезников С.В. Организация процессов управления техническим состоянием и целостностью объектов МГ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» / С.В. Трапезников, К.В. Постаутов // Тезисы докладов

8-й Междунар. научн.-тех. конф. «Газотранспортные системы: настоящее и будущее». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – С. 11. – <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/gts-2019-ru.pdf>

## Gas transportation system: studies of construction and technical status of gas mains

V.V. Kharionovskiy

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: v\_kharionovsky@mail.ru

**Abstract.** Author highlights studies of technical status of the trunk gas pipeline constructions, and adduces correspondent practical observations. He shows that to provide reliable operation of a gas transmitting system a complex of analytic, experimental and ground studies is needed. It must include analysis of technical status, development and application of the diagnostic methods and instruments, assessment of lifespan and resource for the constructively differing pipeline segments with potentially dangerous damages, creation of a system for control of technical status of transport facilities. There are the examples of the experiments and ground tests of the ultra-strength pipes, including the cases of the Far North and marine aquatories. Basing on the named testes few modern gas pipelines have been designed.

**Keywords:** gas transportation system, trunk gas pipeline, design reliability, operational capacity, defect, diagnostics of technical status, assessment of lifespan and resource.

### References

1. KHODANOVICH, I.Ye. *Analytic principals for design and application of gas mains* [Analiticheskiye osnovy proyektirovaniya i ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
2. BORODAVKIN, P.P. *Buried trunk gas pipelines* [Podzemnyye magistralnyye truboprovody]. Moscow: Energy Press, 2011. (Russ.).
3. KHARIONOVSKIY, V.V. Reliability of main gas pipelines: formation, development and modern situation [Nadezhnost magistralnykh gazoprovodov: stanovleniye, razvitiye i sovremennoye sostoyaniye]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. 1, pp. 56–68. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. KHARIONOVSKIY, V.V. Stochastic methods in problems concerned with trunk gas pipelines [Stokhasticheskiye metody v zadachakh dlya magistralnykh gazoprovodov]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Tverdogo Tela*, 1996, no. 3, pp. 110–116. ISSN 0572-3299. (Russ.).
5. KHARIONOVSKIY, V.V. *Reliability and resource of pipeline structures* [Nadezhnost i resurs konstruksiy gazoprovodov]. Moscow: Nedra, 2000. (Russ.).
6. ANTONOV, V.G., et al. *Stress corrosion cracking of main gas pipelines* [Korrozionnoye rastreskivaniye pod napryazheniyem trub magistralnykh gazoprovodov]: atlas. ARABEY, A.B., Z. KNOSHINSKI (eds.). Moscow: Nauka, 2006. (Russ.).
7. ARABEY, A.B., T.S. YESIYEV, I.V. RYAKHOVSKIKH, et al. Effect of pipe production technology on pipe resistance to stress corrosion during operation of trunk gas pipelines [Vliyaniye osobennostey tekhnologii proizvodstva trub na stoykost k korrozionnomy rastreskivaniyu pod napryazheniyem v protsesse ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012, no. 2, pp. 52–54. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. *Guidelines on assesment of working capacity for pipelines with ovaling defects* [Metodicheskiye rekomendatsii po otsenke rabotosposobnosti truboprovodov s defektami ovalizatsii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1996. (Russ.).
9. *Recommendations on assessment of working capacity for pipeline sections with surface damages* [Rekomendatsii po otsenke rabotosposobnosti uchastkov gazoprovodov s poverkhnostnymi povrezhdeniyami]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1996. (Russ.).
10. *Recommendations on assessment of working capacity for submerged pipeline crossings in case of bed erosion* [Rekomendatsii po otsenke rabotosposobnosti podvodnykh perekhodov gazoprovodov pri razmyvakh dna]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1995. (Russ.).
11. *Calculation procedure for designing process pipelines of compressor plants* [Metodika rascheta tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy]. Moscow: VNIIGAZ, 1987. (Russ.).
12. *Recommendations on assessment of load bearing capacity for pipelines sections beyond design* [Rekomendatsii po otsenke nesushchey sposobnosti uchastkov gazoprovodov v neproektnom polozhenii]. Moscow: VNIIGAZ, 1986. (Russ.).

13. *Guidelines on in-situ measurements of stress-strain behavior for trunk gas pipelines* [Metodicheskiye rekomendatsii po naturnym izmereniyam napryazhennogo sostoyaniya magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: VNIIGAZ, 1985. (Russ.).
14. *Guidelines on calculation of design reliability for trunk gas pipelines* [Metodicheskiye rekomendatsii po raschetam konstruktivnoy nadezhnosti magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: IRTs Gazprom, 1997. (Russ.).
15. *Reliability challenges of pipeline constructions* [Problemy nadezhnosti gazoprovodnykh konstruksiy]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 1991. (Russ.).
16. *Issues of pipeline construction reliability* [Voprosy nadezhnosti gazoprovodnykh konstruksiy]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 1993. (Russ.).
17. *Reliability and diagnostics of pipeline constructions* [Nadezhnost i diagnostika gazoprovodnykh konstruksiy]: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1996. (Russ.).
18. *Procedure for estimation of factual position and status of buried pipelines* [Metodika otsenki fakticheskogo polozheniya i sostoyaniya podzemnykh truboprovodov]. Moscow: VNIIGAZ, 1992. (Russ.).
19. SALUKOV, V.V., V.V. KHARIONOVSKIY. *Gas mains. Diagnostics and control of technical status* [Magistralnyye gazoprovody. Diagnostika i upravleniye tekhnicheskimi sostoyaniyem]. Moscow: Nedra, 2016. (Russ.).
20. KHARIONOVSKIY, V.V. Working capacity of gas pipelines with long lifespans [Rabotosposobnost gazoprovodov s bolshimi srokami ekspluatatsii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2017, no. 5, pp. 56–61. ISSN 0016-5581. (Russ.).
21. KNAUF, G., G. DEMOFONTI. EPRG approach for ductile crack arrest in gas transmission pipelines [Podkhod gruppy EPRG po predotvrashcheniyu protyazhennogo vyzkogo razrusheniya v gazoprovodnykh trubakh]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2009, no. 1, pp. 10–16. ISSN 2070-6820. (Russ.).
22. SOZONOV, P.M., S.V. TRAPEZNIKOV. Experimental options and work results of the Gazprom Transgaz Yekaterinburg LLC proof ground for pilot pneumatic tests [Eksperimentalnyye vozmozhnosti i rezultaty raboty opytnogo piligona OOO “Gazprom transgaz Yekaterinburg” po provedeniyu poligonnykh pnevmaticheskikh ispytaniy]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2009, no. 1, pp. 88–91. ISSN 2070-6820. (Russ.).
23. KHARIONOVSKIY, V.V. *Marine gas pipelines. Studies and practical solutions* [Morskiye gazoprovody. Issledovaniya i prakticheskiye resheniya]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019. – 256 с.
24. *Gazprom PJSC Information and Control System for Gas and Gas Condensate Transmission* [Informatsionno-upravlyayushchaya sistema transportirovki gaza i gazovogo kondensata (IUST) PAO “Gazprom”] [online]. (Russ.). Available from: <https://www.primegroup.ru/projects/pao-gazprom-4/>
25. NEDZVETSKIY, M.Yu., R.R. KANTYUKOV, S.V. NEFEDOV, et al. Prospective development trends of the management system for the technical status and integrity of GTS facilities [online]. In: *Abstracts of the VIII International Conference and Exhibition “Gas Transportation Systems: Present and Future”, 23–25 October 2019*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, pp. 7–8. Available from: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/gts-2019-en.pdf>
26. TRAPEZNIKOV, S.V., K.V. POSTAULOV. Technical status and integrity management organization at gas trunkline facilities of Gazprom Transgaz Yekaterinburg LLC [online]. In: *Abstracts of the VIII International Conference and Exhibition “Gas Transportation Systems: Present and Future”, 23–25 October 2019*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, p. 11. Available from: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/gts-2019-en.pdf>



УДК 544.344.015.5

## Модель транспорта многофазного флюида с неравновесным межфазным обменом

В.Е. Костюков<sup>1</sup>, В.И. Жигалов<sup>1</sup>, А.А. Кибкало<sup>1</sup>, В.П. Башурин<sup>1</sup>, А.Г. Данилов<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> ФГУП РФЯЦ-ВНИИЭФ, Российская Федерация, 607188, Нижегородская обл., г. Саров, пр. Мира, д. 37

\* E-mail: press@dc.vniief.ru

**Тезисы.** На примере двухфазной среды «газ – жидкость» рассматривается модель неравновесного транспорта многофазного флюида. Показан метод численного решения задачи, основанный на расщеплении по физическим процессам. Исследована сходимость наиболее сложного процесса – неравновесного межфазного обмена. Результаты моделирования показывают перспективность использования метода расщепления для оптимального решения задач транспорта нефтегазовых смесей в скважинах и трубопроводных системах.

**Ключевые слова:** трубопроводный транспорт, многофазный флюид, неравновесное фазовое распределение, численное моделирование, метод расщепления по физическим процессам.

Задача транспорта многофазного флюида в одномерном приближении является одной из основных с точки зрения описания процесса движения углеводорода в скважинах и магистральных трубопроводах [1]. Поскольку внешние условия и характеристики самого течения могут сильно меняться со временем, определяющим признаком служит фазовый состав течения в переходных и некоторых стационарных режимах. При этом возникают ситуации, в которых фазовое распределение становится неравновесным [2, 3].

Рассмотрим модель неравновесного транспорта многофазного флюида на примере двухфазной среды «газ – жидкость». Метод численного решения задачи основан на расщеплении по физическим процессам [4, 5].

В общем случае система уравнений, описывающая динамику флюида, имеет вид [4]:

$$\mathbf{U}_t + \mathbf{F}(\mathbf{U})_x = \mathbf{S}(\mathbf{U}), \quad (1)$$

где  $t$  – время; векторы консервативных переменных  $\mathbf{U}$ , потоков  $\mathbf{F}(\mathbf{U})$  и источников  $\mathbf{S}(\mathbf{U})$  содержат основные термодинамические параметры – плотность ( $\rho$ ), скорость ( $u$ ), давление ( $p$ ) и внутреннюю энергию ( $e$ ):

$$\mathbf{U} = \begin{pmatrix} \alpha_g \rho_g \\ \alpha_g \rho_g u_g \\ \alpha_g \rho_g e_g \\ \alpha_j \rho_j \\ \alpha_j \rho_j u_j \\ \alpha_j \rho_j e_j \end{pmatrix}; \quad \mathbf{F}(\mathbf{U}) = \begin{pmatrix} \alpha_g \rho_g u_g \\ \alpha_g (\rho_g u_g^2 + p_g) \\ u_g \alpha_g (\rho_g e_g + p_g) \\ \alpha_j \rho_j u_j \\ \alpha_j (\rho_j u_j^2 + p_j) \\ u_j \alpha_j (\rho_j e_j + p_j) \end{pmatrix}.$$

Уравнения общеизвестны и получаются из законов сохранения массы, импульса и энергии, записанных для каждой фазы (г – газ; ж – жидкость) с учетом их объемных концентраций  $\alpha_g, \alpha_j$  (соответственно).

Правая часть системы (1) содержит слагаемые, учитывающие влияние различных физических явлений – гравитации, межфазного обмена вещества, межфазного трения, теплообмена и др.:

$$\mathbf{S}(\mathbf{U}) = \mathbf{S}_{\text{гп}}(\mathbf{U}) + \mathbf{S}_{\text{ов}}(\mathbf{U}) + \mathbf{S}_{\text{тр}}(\mathbf{U}) + \mathbf{S}_{\text{то}}(\mathbf{U}) + \dots \text{соответственно.}$$

Система (1) является нелинейной, поэтому в случае использования неявных схем приходится линеаризовать систему уравнений и использовать итерации Ньютона с обращением больших разреженных матриц [6]. Линеаризация может быть сопряжена с трудностями в случае сложных уравнений состояния (УРС). Также, возможно, такую процедуру придется проводить заново при изменении системы уравнений и/или УРС. Для сходимости итераций Ньютона приходится контролировать размер временного шага, что может приводить к его уменьшению. В свою очередь, данный факт способен нивелировать такое преимущество неявных схем, как устойчивость счета при достаточно большом временном шаге. Кроме того, реализация подобного подхода требует существенных временных ресурсов.

Однако в стандартных задачах многофазного транспорта углеводородов в правой части системы (1) всегда встречаются выражения типа  $\kappa_u(u_{\text{ж}} - u_{\text{г}})$  и  $\kappa_h(h_{\text{м}}(p) - h_{\text{г}})$ , где  $h_{\text{м}}(p)$  – энтальпия в условиях насыщенного пара,  $h_{\text{г}}$  – энтальпия пара [4, 6]. Если требуется моделировать условия быстрого достижения равновесия по скорости между фазами или быстрого достижения условия насыщения для энтальпии пара, то параметры  $\kappa_u$  или  $\kappa_h$  (коэффициенты релаксации) выбирают достаточно большими, что определяет преимущества неявных схем. Применение явных схем ко всей системе с полноценной правой частью выглядит неоптимальным, поскольку, например, процессы гидродинамического течения приходится рассчитывать для каждой компоненты, тогда как такие процессы достаточно рассчитать только для каждой из фаз, а профили компонент получить из условия их мольного содержания в потоках всей смеси фазы. Неявные схемы тогда становятся более предпочтительными. Однако в случае неявной схемы приходится обращать матрицу больших размеров на каждой итерации Ньютона, особенно в случае многокомпонентного флюида. В общем случае матрица имеет размер  $M(N+2)K \times M(N+2)K$ , где  $M$  – число фаз,  $N$  – число компонент,  $K$  – число ячеек. Чтобы воспользоваться преимуществом явных схем и при этом избежать указанных ограничений, для численного решения системы (1) применим процедуру расщепления.

В нашем случае продемонстрируем этот подход расщеплением на три процесса [4]: гидродинамику в поле силы тяжести, межфазное

трение (релаксацию по скорости) и межфазные обмены вследствие массопереноса (релаксацию по химическим потенциалам). Такое расщепление позволяет все процессы, кроме гидродинамического течения, рассчитывать поточечно. Можно предположить, что скорость процесса межфазного трения зависит от режима течения [6] и, следовательно, может варьироваться в широком диапазоне, поэтому этот процесс имеет смысл выделить в отдельную стадию. Другие процессы, например трение со стенками, теплообмен с внешней средой, могут быть также выделены в отдельные стадии расщепления аналогично межфазному трению либо включены в одну из стадий, указанных выше.

При использовании метода расщепления по физическим процессам процедура поиска решения на дискретном шаге  $\Delta t$  разбивается на отдельные этапы так, что результат очередного этапа является начальным условием для следующего. Например, вначале выполняется шаг гидродинамического течения вещества, далее шаг межфазного обмена, затем рассчитывается теплообмен и т.д., причем  $\Delta t$  является достаточно малым и одинаковым для всех процессов.

$$U_{n+1} = L_{\Delta t}^{(K)} \dots L_{\Delta t}^{(1)} U_n,$$

где  $U_n$  и  $U_{n+1}$  – численные решения соответственно в начале и конце шага  $\Delta t$ ;  $L_{\Delta t}^{(i)}$  – оператор численного расчета для  $i$ -го физического процесса.

Преимущество данного подхода в том, что каждый физический процесс на временном шаге  $\Delta t$  может быть рассчитан своим собственным методом  $L_{\Delta t}^{(i)}$  и иметь свою собственную дискретизацию по времени в пределах  $\Delta t$ . В алгоритме могут чередоваться точные аналитические решения и приближенные итеративные методы расчета, использоваться явные и неявные численные схемы, а также другие методы.

Одна из принципиальных сложностей при применении такого подхода – это расчет неравновесного межфазного обмена. Остановимся на этом этапе подробнее.

### Этап неравновесного межфазного обмена

Рассмотрим задачу Брусиловского релаксации фазовых систем к равновесию при заданных полной энергии системы, общем объеме и компонентном составе [7]. Тогда система

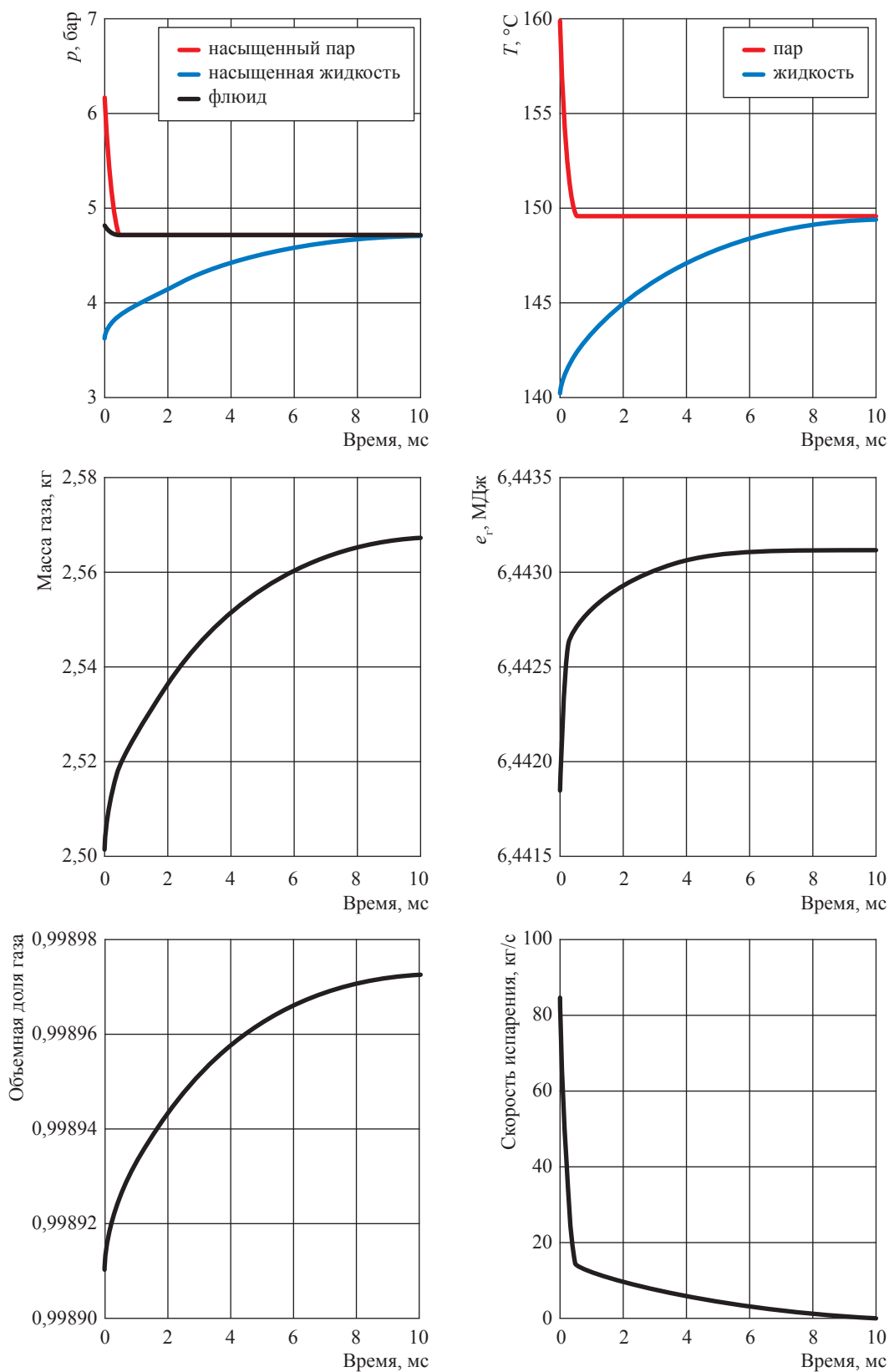


Рис. 1. Результаты теста 1

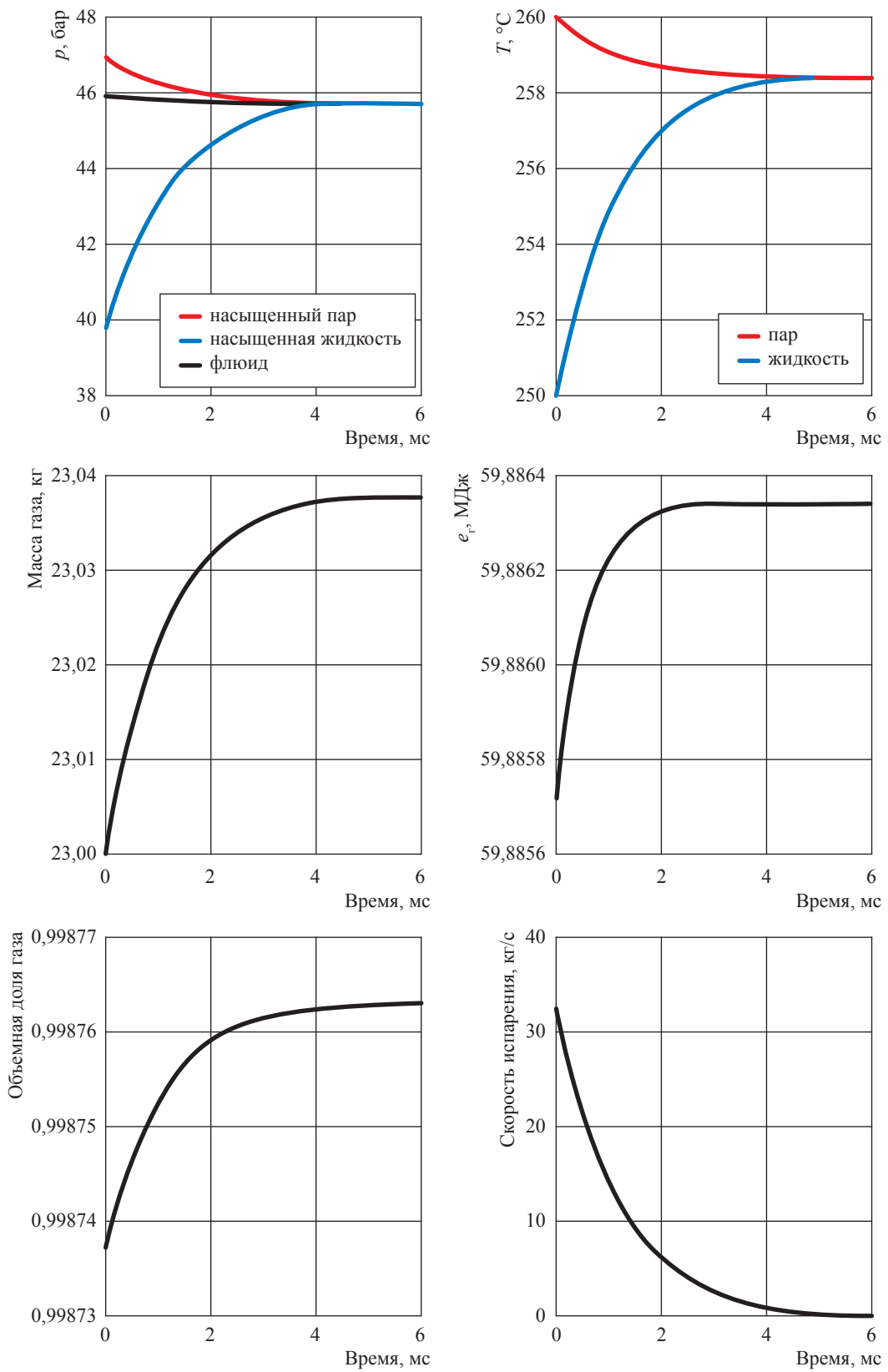


Рис. 2. Результаты теста 2

для расчета консервативных величин в случае неравновесного межфазного обмена может быть записана в виде

$$\begin{cases} \mathbf{U}_t = \mathbf{S}_{\text{ов}}(\mathbf{U}), t \in [t_n, t_{n+1}]; \\ \mathbf{U}(x, t_n) = U_n. \end{cases} \quad (2)$$

где  $U_n$  – значения консервативных величин в начальный момент времени  $t_n$ .

Поток ( $\Gamma_\mu$ ) вещества между фазами пропорционален разнице химических потенциалов ( $\mu$ ):

$$\Gamma_\mu = \kappa(\mu_{\text{ж}} - \mu_{\text{г}}), \quad (3)$$

где  $\kappa$  – коэффициент релаксации при массообмене между фазами, который зависит от режима течения. Химический потенциал зависит от параметров состояния – давления и температуры ( $T$ ), т.е.  $\mu_k = \mu_k(p, T_k)$ , где  $k \in \{\text{г}; \text{ж}\}$ , но не зависит от массы вещества в данной фазе.

Изменения импульса и энергии вследствие обмена вещества определяются разностями соответственно скоростей фаз и химических потенциалов. Окончательно для правой части системы уравнений (2) получим:

$$\mathbf{S}_{\text{ов}}(\mathbf{U}) = \begin{pmatrix} \Gamma_\mu \\ \Gamma_\mu (u_{\text{ж}} - u_{\text{г}}) \\ \Gamma_\mu |\mu_{\text{ж}} - \mu_{\text{г}}| \\ -\Gamma_\mu \\ -\Gamma_\mu (u_{\text{ж}} - u_{\text{г}}) \\ -\Gamma_\mu |\mu_{\text{ж}} - \mu_{\text{г}}| \end{pmatrix}.$$

При этом уравнение состояния, связывающее консервативные и термодинамические величины, имеет вид

$$\begin{cases} \alpha_{\text{г}} \mathfrak{R}_{\text{г}}(p, T_{\text{г}}) = [\alpha_{\text{г}} \rho_{\text{г}}]; \\ \alpha_{\text{ж}} \mathfrak{R}_{\text{ж}}(p, T_{\text{ж}}) = [\alpha_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}]; \\ [\alpha_{\text{г}} \rho_{\text{г}}] E_{\text{г}}(p, T_{\text{г}}) = [\alpha_{\text{г}} e_{\text{г}}]; \\ [\alpha_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}] E_{\text{ж}}(p, T_{\text{ж}}) = [\alpha_{\text{ж}} e_{\text{ж}}], \end{cases}$$

где  $\mathfrak{R}_k(p, T_k)$ ,  $E_k(p, T_k)$  – плотность и удельная энергия пара или жидкости при заданных давлении и температуре,  $k \in \{\text{г}; \text{ж}\}$ .

Далее приведем пример моделирования неравновесного межфазного обмена в условиях неподвижной среды для воды и пара. Для УРС «вода – пар» используется система уравнений, разработанная Международной ассоциацией по свойствам воды и пара (IAPWS) [8].

### Начальные условия для тестовых расчетов межфазного обмена

Тест	T, °C		Масса, кг		Энергия, МДж	
	газ	жидкость	газ	жидкость	газ	жидкость
1	160	140	2,5	1,0	6,442	0,596
2	260	250	23,0	1,0	59,885	1,09

Анализировалось достижение состояния равновесия фаз: сходимость температур фаз к одному значению (релаксация по температуре) и сходимость скорости испарения/конденсации к нулевому значению.

Численные эксперименты демонстрируют достижение состояния равновесия. Примеры начальных условий сведены в таблицу. Параметр  $\kappa$  в выражении (3) принимали равным 0,001. Результаты расчетов (рис. 1, 2) показывают перспективность использования метода расщепления для оптимального решения задач транспорта нефтегазовых смесей в скважинах и трубопроводных системах.

### Список литературы

1. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж.П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.; Ижевск: Роснефть, 2006. – 384 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга).
2. Зубов В.Р. Математическое моделирование многофазной фильтрации с неравновесными фазовыми переходами / В.Р. Зубов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2016.
3. Лобанова О.А. Моделирование неравновесного фазового поведения при разработке нефтяных и газоконденсатных залежей / О.А. Лобанова. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2016.
4. Иванов И.Э. Численный алгоритм моделирования двухфазных течений, содержащих границы раздела фаз / И.Э. Иванов, И.А. Крюков // Физико-химическая кинетика в газовой динамике [электрон. ресурс]. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова: Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, 2012. – Т. 13. – Вып. 4. – <https://docplayer.ru/164038131-Chislennyy-algorithm-modelirovaniya-dvuhfaznyh-techeniy-soderzhazhchih-granicy-razdela-faz-i-ivanov-1-i-a-kryukov-2.html>
5. Theofanous Th. On the computation of multiphase interactions in transonic and supersonic flows / Th. Theofanous, Ch.-H. Chang // 46<sup>th</sup> AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit. – 2008. – DOI:10.2514/6.2008-1233. – <https://arc.aiaa.org/doi/10.2514/6.2008-1233>

6. Самигулин М.С. Создание сквозной системы реакторных кодов и их верификация для обоснования безопасности АЭС с ВВЭР / М.С. Самигулин, О.А. Воронова, Ю.Ф. Данилов и др. – Саров, 2004.
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
8. IAPWS R7-97 (2012): revised release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam. – Lucerne, Switzerland: International Association for the Properties of Water and Steam, 2007. – <http://www.iapws.org/relguide/IF97-Rev.pdf>

## Model for transfer of a multiphase fluid with non-equilibrium interphase exchange

V.Ye. Kostuykov<sup>1</sup>, V.I. Zhigalov<sup>1</sup>, A.A. Kibkalo<sup>1</sup>, V.P. Bashurin<sup>1</sup>, A.G. Danilov<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Russian Federal Nuclear Center – All-Russian Research Institute of Experimental Physics, Bld. 37, prospect Mira, Sarov, Nizhniy Novgorod region, 607188, Russian Federation

\* E-mail: [press@dc.vniief.ru](mailto:press@dc.vniief.ru)

**Abstract.** The paper examines a model of non-equilibrium multiphase fluid transportation in terms of a binary gas-fluid medium. Authors suggest a numerical solution of this problem by means of splitting the phenomenon on separate physical processes. They study convergence of non-equilibrium interphase exchange as the most elaborate process. The results of numerical simulation promise successful application of the splitting method for optimal modelling of oil-gas mixture transportation in wells and pipelines.

**Keywords:** pipeline transport, multiphase fluid, non-equilibrium phase distribution, numeric simulation, splitting on physical processes.

### References

1. BRILL, J.P., H. MUKHERJEE. *Multiphase flow in wells* [Mnogofaznyy potok v skvazhinakh]. Translated from Engl. Moscow-Izhevsk (Russia): Rosneft, 2006. (Russ.).
2. ZUBOV, V.R. *Mathematical modelling of multiphase filtration with non-equilibrium phase transitions* [Matematicheskoye modelirovaniye mnogofaznoy filtratsii s neravnesnymi fazovymi perekhodami]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
3. LOBANOVA, O.A. *Simulation of non-equilibrium phase behavior at development of oil and gas-condensate deposits* [Modelirovaniye neravnesnogo fazovogo povedeniya pri razrabotke neftyanykh i gazokondensatnykh zalezhey]. Moscow: Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, 2016. (Russ.).
4. IVANOV, I.E., I.A. KRYUKOV. Numerical algorithm of modeling of the two-phase flow containing interphase boundaries [Chislennyy algoritm modelirovaniya dvukhfaznykh techeniy, sodержashchikh granitsy razdela faz]. *Fiziko-khimicheskaya Kinetika v Gazovoy Dinamike* [online]. Moscow: M.V. Lomonosov Moscow State University, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences, 2012. (Russ.), vol. 13, is. 4. ISSN 1991-6396. Available from: <https://docplayer.ru/164038131-Chislennyy-algoritm-modelirovaniya-dvukhfaznyh-techeniy-soderzhashchih-granicy-razdela-faz-i-e-ivanov-1-i-a-kryukov-2.html>
5. THEOFANOUS, Th., Ch.-H. CHANG. On the computation of multiphase interactions in transonic and supersonic flows [online]. In: 46<sup>th</sup> AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, 2008, DOI:10.2514/6.2008-1233. Available from: <https://arc.aiaa.org/doi/10.2514/6.2008-1233>
6. SAMIGULIN, M.S., O.A. VORONOVA, Yu.F. DANILOV, et al. *Creation of a transparent system of reactor codes, and their verification to substantiate safety of atomic plants with pressurized-water reactors* [Sozdaniye skvoznoy sistemy reaktornykh kodov i ikh verifikatsiya dlya obosnovaniya bezopasnosti AES c VVER]. Sarov, Russia, 2004. (Russ.).
7. BRUSILOVSKIY, A.I. *Phase transformations at development of oil and gas fields* [Fazovyye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza]. Moscow: Graal, 2002. (Russ.).
8. IAPWS R7-97 (2012): revised release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam [online]. Lucerne, Switzerland: International Association for the Properties of Water and Steam, 2007. Available from: <http://www.iapws.org/relguide/IF97-Rev.pdf>

УДК 621.311:656.56

## Вопросы электропитания вдольтрассовых объектов Единой системы газоснабжения России

А.Б. Васенин<sup>1</sup>, О.В. Крюков<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> АО «Гипрогазцентр», Российская Федерация, 603950, г. Нижний Новгород, ГСП-926, ул. Алексеевская, д. 26

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: O\_Kryukov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Рассматриваются новые технические решения, направленные на поддержание штатной работы систем электроснабжения магистральных газопроводов, в том числе энергообеспечение вдольтрассовых потребителей. Предлагается использовать альтернативные автономные источники питания и комбинированные схемы электроснабжения.

Активное расширение газотранспортных систем России и переориентация их на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона привели к значительному росту темпов и объемов нового строительства объектов добычи, транспорта, переработки и подземного хранения газа [1, 2]. Повышение конкурентоспособности транспорта природного газа, снижение его энергоемкости и себестоимости напрямую связаны с модернизацией существующих систем электроснабжения (СЭС) [1–4]. Вопрос эффективного и надежного электропитания основных технологических агрегатов компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов (МГ) [5, 6] и вдольтрассовых потребителей (ВТП) [7–9] является одним из наиболее важных и актуальных для газовой промышленности. Ежегодно ПАО «Газпром» использует на нужды газотранспортных предприятий более 12 млрд кВт·ч электроэнергии с динамикой роста на 20...30 %. ВТП МГ потребляют относительно небольшую мощность, но надежность СЭС этих объектов должна обеспечиваться в соответствии с СТО Газпром 2-6.2-149-2007 по 1-й и 2-й категориям. Традиционные типовые проекты СЭС уже не всегда отвечают требуемой категории надежности энергопитания (рис. 1), поэтому для поддержания штатной работы СЭС требуются новые технические решения с использованием альтернативных автономных источников и комбинированных схем электроснабжения.

В настоящее время экономический потенциал альтернативных источников электроэнергии (включая возобновляемые) в России велик и составляет по самым скромным прогнозам около 30 % от всего объема потребления энергетических ресурсов [10, 11]. Доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России сегодня составляет 0,6...0,8 % объема внутреннего энергопотребления, а в промышленно развитых странах достигает 5...30 %. В то же время, годовой энергетический потенциал России в 2000 раз превышает сегодняшний объем производства энергии в стране.

**Ключевые слова:** Единая система газоснабжения России, электроснабжение магистральных газопроводов, вдольтрассовый потребитель, автономный источник электроэнергии, ветровая энергоустановка, микротурбина, турбодетандер, солнечная батарея, каталитическая термоэлектрическая установка, преобразователь энергии «Ормат», твердооксидный топливный элемент.

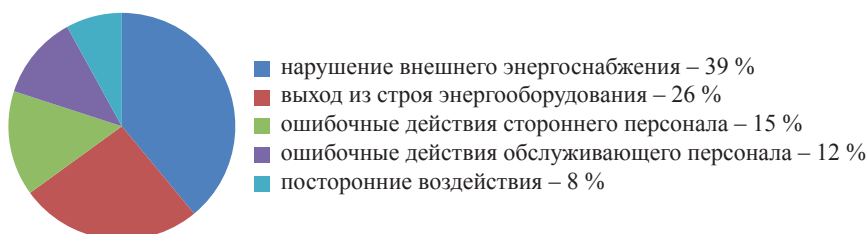


Рис. 1. Распределение нарушений работы энергообъектов МГ по причинам их возникновения

Как правило, трудно решаются вопросы энергоснабжения в районах (побережья Северного Ледовитого и Тихого океанов, отдаленные сельские территории) с низкой плотностью нагрузки, большим числом мелких распределенных потребителей (включая объекты газодобычи и транспорта газа), подключение которых к центральным сетям нерентабельно (рис. 2). Здесь целесообразно применять автономные источники энергии (АИЭ), которые экономят углеводородное топливо и улучшают экологию. Известно, что один АИЭ мощностью 20 кВт экономит 6 т условного топлива при потребности в них в масштабах страны до 50 тыс. шт. в год.

Сегодня вопросы совершенствования возобновляемых и комбинированных АИЭ не потеряли актуальности [1, 2, 12]. Более того, новая аппаратная база электромашиностроения, силовой электроники и микропроцессорной техники дополнительно стимулирует разработчиков на создание высокотехнологичных, энергоэффективных, надежных и быстро окупаемых агрегатов и систем. Среди всего многообразия АИЭ в условиях географических и климатических особенностей территории Российской Федерации (рис. 3) наибольшее распространение получили разработки ветряных ферм (станций) и ветродизельных энергоустановок. Это связано

с известными преимуществами ветровых энергоустановок (ВЭУ) перед другими типами возобновляемых источников, а именно: низкими капитальными затратами и эксплуатационными расходами, высокими КПД, надежностью и наработками на отказ, отсутствием расхода углеводородного топлива и экологически вредных выбросов и шума. Наконец, средства автоматизированного управления (САУ) и регулирования ВЭУ позволяют обеспечить оптимальные режимы генерирования, энергосбережения, мониторинга и устойчивости работы СЭС для удаленных маломощных потребителей.

Несмотря на полувековую историю проектирования и создания СЭС на базе ВЭУ и наличие нормативных документов государственного масштаба, повышению энергоэффективности, устойчивости, экологичности и надежности их работы уделяется недостаточное внимание. Типовые решения СЭС с ВЭУ реализуют только частные задачи, не обеспечивая комплекса проблем создания конкурентоспособных интеллектуальных источников электроснабжения по принципу активно-адаптивной «разумной» электросети [12–14]. Принятые в последнее время нормативные акты РФ стимулируют поиск инновационных энергосберегающих технологий строительства СЭС на базе ВЭУ для объектов и потребителей различных отраслей.



Рис. 2. Целесообразные способы электроснабжения потребителей в РФ:  
ЕЭС – единая энергетическая система





Рис. 3. Среднегодовые скорости ветра по территории РФ на высоте 50 м

### Анализ требований к электроснабжению ВТП

Основными ВТП электроэнергии МГ являются (табл. 1):

- установки электрохимической защиты (ЭХЗ);
- контролируемые пункты линейной телемеханики (КП ТМ);
- оборудование радиорелейной (РРЛ) связи;
- газоизмерительные станции (ГИС);
- узлы запуска / приема очистных устройств (УЗОУ / УПОУ);
- газораспределительные станции / пункты (ГРС / ГРП);
- узлы редуцирования газа (УРГ);
- дома операторов / линейных обходчиков (ДО / ДЛО);
- вертолетные площадки (ВЛП) и др.

Суммарная мощность этих потребителей достигает для разных газотранспортных предприятий 0,25...9 МВт, а протяженность вдольтрассовых линий электропередачи (ЛЭП) – 150...4800 км. Подобный разброс параметров предполагает при проектировании СЭС каждого участка индивидуальный адаптированный подход к формированию СЭС, источников и схемы АИЭ.

Структурообразование современных СЭС линейными потребителями МГ определяется их индивидуальными особенностями, среди которых главными являются:

- значительная протяженность МГ и рассредоточенность ВТП по трассе;
- удаленность объектов от существующих внешних энергоисточников и централизованных электросетей;

Таблица 1

### Технические характеристики основных ВТП

Объект ВТП	Категория надежности СЭС согласно СТО Газпром 2-6.2-149-07	Средняя мощность, кВт	Основной источник питания	Резервный источник питания
Установки ЭХЗ	2	7	ВЛ-(6)10кВ	ВЛ-(6)10кВ, АИЭ
КП ТМ	1	5	ВЛ-(6)10кВ	АИЭ
РРЛ связь	1	5	ВЛ-(6)10кВ	АИЭ
ГИС	1	20	ВЛ-(6)10кВ	ВЛ-(6)10кВ, АИЭ
УЗОУ	3	2	ВЛ-(6)10кВ, АИЭ	–
УПОУ	1	2	ВЛ-(6)10кВ	ВЛ-(6)10кВ, АИЭ
ГРС, ГРП	3	40	ВЛ-(6)10кВ	–
УРГ	3	15	ВЛ-(6)10кВ, АИЭ	–
ДО, ДЛО	3	10	ВЛ-(6)10кВ	–
ВЛП	2	3	ВЛ-(6)10кВ	АИЭ

- малые электрические нагрузки линейных потребителей (2...40 кВт).

Новый стратегический отраслевой документ о перспективах энергообеспечения МГ Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. (Приказ ПАО «Газпром» № 364 от 28.12.2010) нацеливает проектировщиков на «участие в создании агрегатов малой энергетики, включая возобновляемые источники энергии, ...и ЭСН<sup>1</sup> нового поколения с экономичным расходом топлива». В соответствии с действующими нормативными документами отраслевого и государственного статуса АИЭ для автономных СЭС должны обеспечивать:

1) блочно-комплектное исполнение заводской готовности (источники питания, аппаратура управления, учета и распределения электроэнергии);

2) качество поставляемой потребителям электроэнергии (ГОСТ 13109-97);

3) мощностной ряд АИЭ 1, 2, 4, 8, 16, 30, 40, 60, 100 кВт;

4) ряд номинальных напряжений 24, 48, 110 В постоянного тока, 230 В переменного тока частотой 50 Гц;

5) питание ВТП в диапазоне мощностей 10:1 (до 10 % номинальной мощности);

6) защиту от магнитных полей промышленной частоты (ГОСТ Р 50648-94);

7) защиту от поражения электрическим током при прикосновении к токоведущим и металлическим нетоковедущим частям, которые могут находиться под напряжением;

8) пожаро- и взрывобезопасность (ГОСТ 12.1.010) и средства пожаротушения с временем срабатывания до 10...15 с;

9) стойкость к внешним механическим (ГОСТ 17516.1-90) и климатическим (ГОСТ 15150-69) воздействиям.

САУ АИЭ должна обеспечивать:

- устойчивую работу СЭС линейных потребителей МГ;

- оптимальное регулирование параметров вырабатываемой электроэнергии;

- длительную параллельную работу электроагрегатов СЭС;

- рациональное распределение генерируемых мощностей АИЭ;

- адаптивное управление системами собственных нужд СЭС;

- оперативный мониторинг состояния агрегатов и параметров электроэнергетики.

### Принципы построения систем электроснабжения ВТП

Надежность СЭС линейных потребителей является главным фактором стабильного и безаварийного функционирования газотранспортных систем (рис. 4, см. с. 185). В настоящее время применяются три основных варианта проектирования СЭС для линейных потребителей МГ (рис. 5) [15, 16]. На рис. 6 представлена типовая СЭС линейных потребителей МГ (вариант 1, см. рис. 5).

Независимое (автономное) электроснабжение с питанием от АИЭ на основе топливного газа (рис. 7) требует существенно меньших капитальных затрат, однако необходимо обеспечивать наличие топливного газа и мониторинг состояния и режимов работы оборудования; стоимость АИЭ в настоящее время достаточно высока.

### Основные виды ВИЭ для СЭС ВТП

Применительно к газотранспортным системам наивысшим приоритетом СЭС является обеспечение надежности работы всех объектов МГ, включая ВТП. Однако значимость экономических и экологических аспектов производства электроэнергии постоянно растет, поэтому при выборе АИЭ для конкретных объектов необходим комплексный учет всех особенностей их применения на данной территории.

В настоящее время за рубежом и в нашей стране наиболее широкое применение получили следующие типы АИЭ для ВТП [10, 17]:

- микротурбинные установки на основе высокоскоростных газовых турбин оригинальной конструкции, обеспечивающих функционирование СЭС при набросах до 100 % нагрузки, большой ресурс, надежность и длительную работу при низких нагрузках;

- агрегаты на топливных элементах, преобразующих химическую энергию доступных видов топлива (в том числе водорода) в электроэнергию в процессе электрохимического синтеза и характеризующиеся КПД более 50 %, высокой надежностью, долговечностью и простотой эксплуатации;

- ВЭУ с горизонтальной или вертикальной осью вращения, отличающиеся большим коэффициентом использования ветрового потока (до 0,593) и низким уровнем шумовых и вибрационных характеристик;

<sup>1</sup> ЭСН – электростанция собственных нужд.

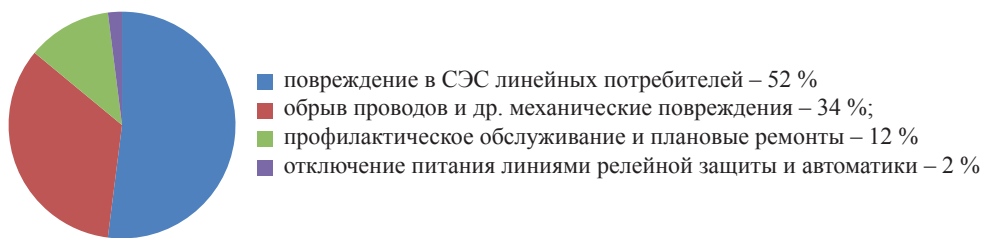


Рис. 4. Статистика повреждений СЭС ВТП МГ

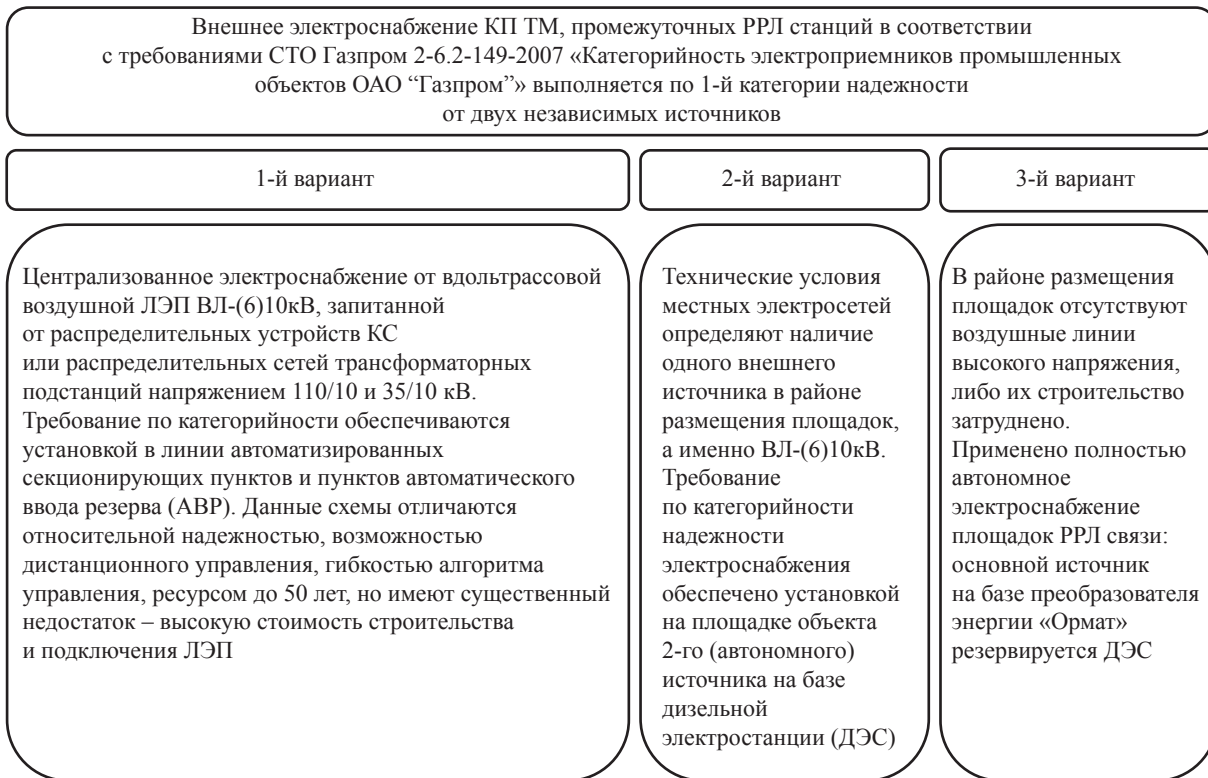


Рис. 5. Основные варианты построения схемы СЭС

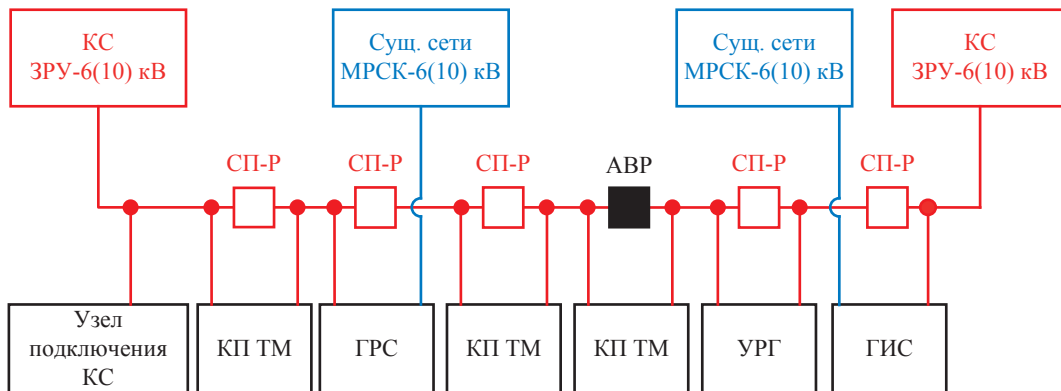
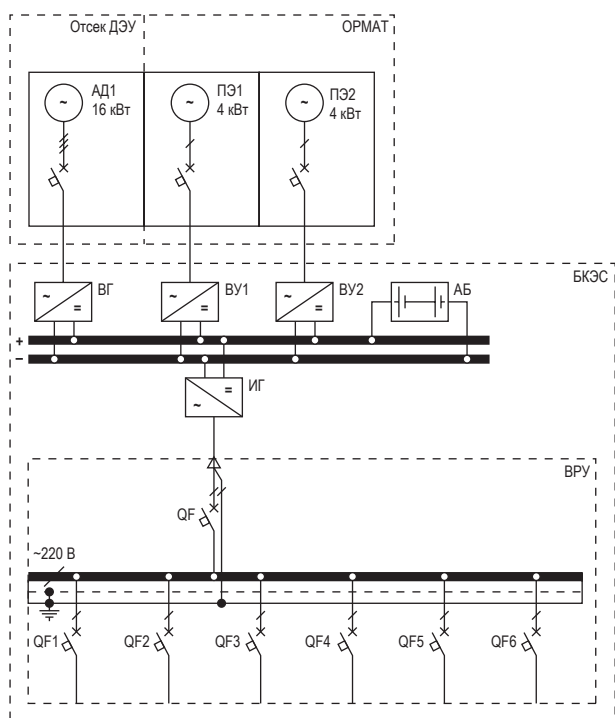


Рис. 6. Структурная схема СЭС линейных потребителей:

ЗРУ – закрытое распределительное устройство; МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания; СП-Р – секционирующий пункт-реклоузер



**Рис. 7. Схема электроснабжения (слева) и общий вид (справа) блочно-комплектного устройства электроснабжения (БКЭС) с АИЭ: ВРУ – внутреннее распределительное устройство; ДЭУ – дизель-электрическая установка; АБ – аккумуляторная батарея**

- солнечные батареи модульного исполнения с высокими показателями прямого преобразования солнечного света в электроэнергию;
- турбодетандерные установки, вырабатывающие электроэнергию за счет утилизации потенциальной энергии природного газа на стадии его передачи из МГ под давлением 30...75 кгс/см<sup>2</sup> в сеть потребителя под давлением 1...12 кгс/см<sup>2</sup>;
- каталитические термоэлектрические установки (КТЭУ) с прямым преобразованием тепловой энергии в электрическую с использованием полупроводниковых термоэлементов;
- двигатели Стирлинга, представляющие собой поршневые двигатели с внешним подводом тепла от любого источника и отличающиеся экономичностью, низкими шумовибрационными характеристиками и малой токсичностью отработанных газов;
- паротурбогенераторы (преобразователи энергии (ПЭ) «Ормат») – полностью автономные энергоустановки мощностью 4,0 кВт для непрерывной генерации напряжения без технического обслуживания;
- поршневые электроагрегаты и др.

Примеры практического использования перечисленных энергоисточников уже имеются

на различных линейных участках МГ России (рис. 8). Однако в каждом конкретном случае целесообразность применения тех или иных источников электроснабжения должна быть обоснована технико-экономическими расчетами с учетом всех затрат, надежности, технолого-экологических факторов и скорости окупаемости (рис. 9).

Полная сравнительная оценка современных АИЭ представлена в табл. 2.

В перспективе, возможно, наибольшей популярностью и массовым применением среди рассмотренных выше АИЭ будут пользоваться автономные генераторные комплексы на основе ВЭУ в сочетании с ПЭ «Ормат» [10, 14]. Это обусловлено высоким уровнем проработки технологических и конструкторских решений данных электроэнергетических систем в практике создания высокоэффективных АИЭ для питания объектов, аналогичных линейным потребителям МГ, проходящих по малонаселенным и труднодоступным территориям с низким уровнем потребления электроэнергии.

Перечисленные факторы играют решающую роль при принятии решений о развитии возобновляемых АИЭ СЭС объектов добычи и транспорта газа. При этом согласно

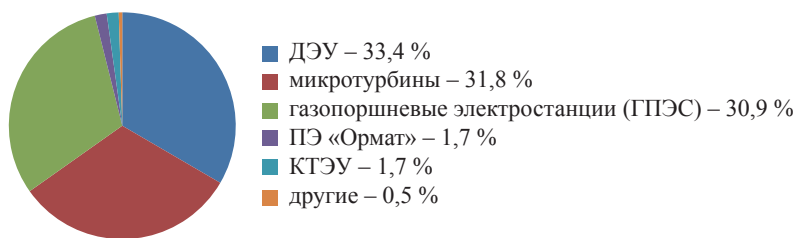


Рис. 8. Данные о применении АИЭ для линейных потребителей МГ

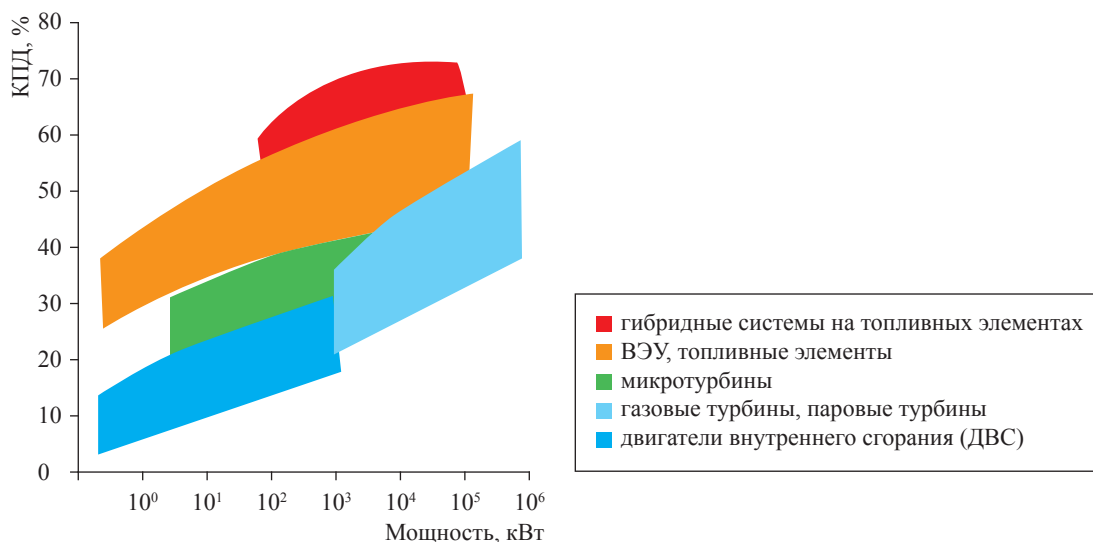


Рис. 9. Сравнительная энергоэффективность ВИЭ

Таблица 2

Сравнительная оценка современных АИЭ

Генерирующая установка	Принцип работы	Преимущества	Недостатки
Микротурбина	Сжигание газа (природного, сжиженного, биогаз)	Наброс 100 % нагрузки, устойчивая работа с низкой нагрузкой, высокая надежность, широкий мощностной ряд	Ресурс 40...60 тыс. ч, техобслуживание до 8 тыс. ч, замена масла через 24 тыс. ч
ВЭУ	Электрогенератор ветропотока	Возобновляемая энергия, КПД до 60 %, экологичность	Зависит от ветра. Шум, вибрация
Солнечная панель (СП)	Фотогенератор	Возобновляемая энергия, экологичность	Зависит от количества солнечных дней
ПЭ «Ормат»	Пароурбогенератор	Надежность до 20 лет без техобслуживания, не требует обслуживания	Наличие газа, высокая стоимость, ограниченный ряд мощности
Твердоокисдный топливный элемент (ТОТЭ)	Электрохимические реакции	Прямое получение энергии с КПД 50 %, экологичность выбросов	Высокая стоимость
Турбодетандер (ТДА)	Преобразование энергии снижения давления газа из МГ	Полезное использование энергии газа при снижении давления	Нерентабелен при низких нагрузках, требует постоянного расхода газа
КТЭУ	Термоэлектрогенератор	Компактность, надежность, невысокая стоимость	КПД до 10 %, ограничение мощности
Двигатель Стирлинга	Поршневой двигатель с внешним подводом тепла	Экономичность, экологичность	Необходимость источника тепла

Таблица 3

## Применение новых АИЭ для питания ВТП

Линейный потребитель	АИЭ	
	применяются в настоящее время	перспектива применения
Средства ЭХЗ	ДЭУ, ПЭ «Ормат», КТЭУ, микротурбина	ВЭУ, ТОТЭ, двигатель Стирлинга
КП ТМ	ДЭУ, ПЭ «Ормат», КТЭУ	ВЭУ, ТОТЭ, двигатель Стирлинга
ГИС	ДЭУ, ГПЭС, микротурбина	ТОТЭ, СП, микротурбина
УПЗОУ, УПОУ	ДЭУ, микротурбина, ПЭ «Ормат»	ВЭУ, ТОТЭ, двигатель Стирлинга
УРГ	ДЭУ, ГПЭС, микротурбина	ТОТЭ, ГПЭС, ТДА
ГРС, ГРП	ДЭУ, микротурбина, ГПЭС	ТДА, ТОТЭ, микротурбина, ГПЭС

Таблица 4

## Характеристики различных ТОТЭ для питания ВТП, включая ЭХЗ

Тип электрохимического генератора	КПД, топливо	Статус	Область применения
AFC	~ 60 %, водород; ~ 40 %, метан	≤ 220 кВт	Энергоустановки для космических, подводных и военных объектов, транспорта (автомобили, автобусы) и децентрализованной стационарной энергетики
PEMFC	~ 60 %, водород; ~ 40 %, метан	≤ 250 кВт	Энергоустановки для децентрализованной стационарной энергетики и транспорта (корабли, электровозы, грузовые автомобили)
PAFC	~ 40 %, метан	≤ 11 МВт	
MCFC	~ 45...50 %, метан	≤ 2,8 МВт	
SOFC	~ 45...55 %, метан	≤ 250 кВт	

Нормам технологического проектирования магистральных газопроводов предпочтительным является вариант смешанных (комбинированных) СЭС.

В этих условиях экономическая целесообразность использования природного газа в качестве топлива снижается. Учитывая перспективы создание газоперерабатывающих и газохимических комплексов, а также мощностей по сжижению газа на базе месторождений о. Сахалин и Штокмановского газоконденсатного месторождения, топливный газ может идти не только на продажу, но и в переработку с целью выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью.

В табл. 3 представлены традиционные источники электроснабжения ВТП и перспективные предложения по применению АИЭ в качестве основного и резервного источников питания ВТП.

## Реализация ТОТЭ на объектах добычи и транспорта газа

Топливный элемент (электрохимический генератор) – устройство, которое преобразует химическую энергию топлива (водорода) в электрическую в процессе электрохимической реакции напрямую, в отличие от традиционных технологий, при которых

используется сжигание твердого, жидкого и газообразного топлива.

Формально ТОТЭ напоминает гальваническую батарею [18–21]. Первоначально батарея должна быть заряжена, при разрядке ее «топливо» расходуется. В ТОТЭ для производства электрической энергии используется топливо, подаваемое от внешнего источника. Это может быть как чистый водород, так и другое водородосодержащее сырье, например природный газ, аммиак, метанол или бензин. В качестве источника кислорода, также необходимого для реакции, используется обычный воздух (табл. 4, рис. 10).

Основные преимущества ТОТЭ [22–25]:

- ТОТЭ более эффективны, чем ДВС, поскольку для топливных элементов не существует термодинамического ограничения коэффициента использования энергии;
- КПД ТОТЭ равен 50 %, в то время как КПД ДВС составляет 12...15 %, а КПД паротурбинных энергетических установок не превышает 40 %. При использовании тепла и воды эффективность топливных элементов еще больше увеличивается;
- в отличие от ДВС, КПД ТОТЭ остается очень высоким и в том случае, когда они работают не на полной мощности. Кроме этого, мощность ТОТЭ может быть увеличена

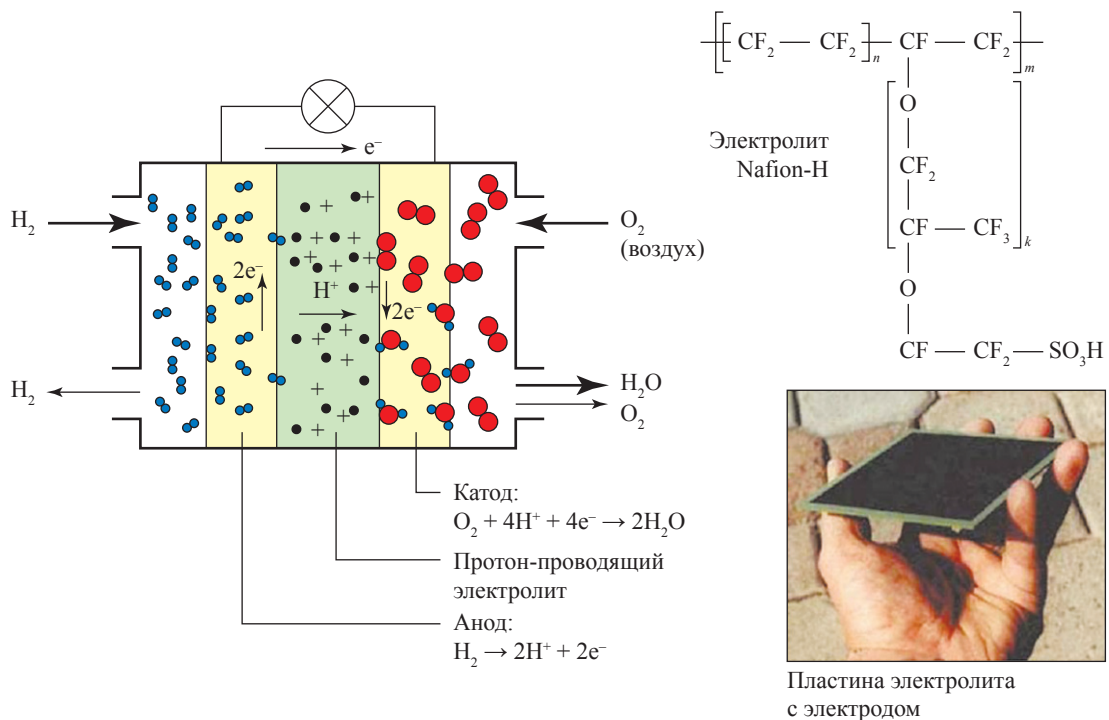


Рис. 10. Принцип действия и реализация ТОТЭ

простым добавлением отдельных блоков, при этом КПД не меняется, и большие установки столь же эффективны, как и малые;

- доступность топлива, надежность (в топливном элементе отсутствуют движущиеся части), долговечность, ресурс и простота эксплуатации;
- стабильность работы. Функционирование ТОТЭ не зависит от наличия солнца, ветра, погодных и температурных ограничений, а также региона размещения;
- экологичность – практически отсутствуют выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду.

Недостаток топливных элементов на сегодняшний день – это относительно высокая цена.

\*\*\*

Анализ состояния СЭС показал, что в настоящее время надежное и энергоэффективное использование АИЭ на территории РФ, включая МГ, является актуальной проблемой. Энергоемкость топливно-энергетического комплекса России в 4 раза выше, чем в США, в 3,6 раза выше, чем в Японии и в 2,5 раза выше, чем в Германии. В результате анализа технологических режимов работы автономных СЭС и структур АИЭ выработаны технические требования к комбинированным

энергоисточникам для энергоэффективного электроснабжения удаленных потребителей.

Исследования новых структур автономных СЭС на базе ТОТЭ показали их преимущества по сравнению с традиционными. Разработаны модели элементов СЭС в виде уравнений линейных регрессий, отслеживающие возмущения и корректирующие максимум выработки энергии. АИЭ на базе ТОТЭ позволяет:

- достичь максимального КПД и энергоэффективности источника питания;
- обеспечить экологичность без шума при минимальной токсичности выбросов;
- формировать модульность конструкции при максимальной надежности работы;
- обеспечить стабильность генерации с быстрой реакцией на перепады мощности;
- применять любые исходные виды топлива.

### Список литературы

1. Киянов Н.В. Решение задач промышленной экологии средствами электрооборудования и АСУТП / Н.В. Киянов, О.В. Крюков // Автоматизация в промышленности. – 2009. – № 4. – С. 29–34.
2. Крюков О.В. Опыт проектирования АСУ ТП нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов / О.В. Крюков // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2017. – № 1. – С. 2–7.

3. Васенин А.Б. Энергоэффективные системы электроснабжения электроприводов нефтегазопроводов / А.Б. Васенин, О.В. Крюков, А.В. Серебряков // АЭП-2016: труды IX Международной (XX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2016. – С. 380–384.
4. Крюков О.В. Анализ моноблочных конструкций электрических машин для газоперекачивающих агрегатов / О.В. Крюков // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. – 2015. – Т. 3. – № 4. – С. 53–58.
5. Крюков О.В. Опыт создания энергоэффективных электроприводов газоперекачивающих агрегатов / О.В. Крюков // АЭП-2014: труды VIII Международной (XIX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу: в 2-х т. – Саранск: Национальный исследовательский Мордовский государственный университет им. Н.П. Огарёва, 2014. – Т. 2. – С. 157–163.
6. Крюков О.В. Стратегии инвариантных электроприводов газотранспортных систем / О.В. Крюков // Интеллектуальные системы: труды XI Международного симпозиума / под ред. К.А. Пупкова. – М.: РУДН, 2014. – С. 458–463.
7. Васенин А.Б. Проектирование электромеханической части и систем управления энергетическими установками газотранспортных потребителей / А.Б. Васенин, О.В. Крюков // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2011. – № 5–1. – С. 47–51.
8. Воронков В.И. Электроснабжение и электрооборудование линейных потребителей магистральных газопроводов / В.И. Воронков, И.Е. Рубцова, О.В. Крюков // Газовая промышленность. – 2010. – № 3. – С. 32–36.
9. Захаров П.А. Встроенная система диагностирования и прогнозирования ЭГПА / П.А. Захаров, О.В. Крюков, Н.В. Киянов // Контроль. Диагностика. – 2008. – № 11. – С. 43–49.
10. Воронков В.И. Основные экологические направления и задачи энергосбережения при проектировании объектов ОАО «Газпром» / В.И. Воронков, О.В. Крюков, И.Е. Рубцова // Газовая промышленность. – 2013. – № 7 (693). – С. 74–78.
11. Крюков О.В. Опыт применения частотно-регулируемого привода вентиляторов АВО газа / О.В. Крюков, С.Е. Степанов, Е.В. Бычков // АЭП-2016: труды IX Международной (XX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2016. – С. 428–432.
12. Kryukov O.V. Scientific background for the development of intelligent electric drives for oil and gas process units / O.V. Kryukov // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2017. – Т. 17. – № 1. – С. 56–62.
13. Крюков О.В. Активно-адаптивные алгоритмы управления и мониторинга автономными энергетическими комплексами / О.В. Крюков, А.В. Серебряков // Пром-Инжиниринг: труды II Международной научно-технической конференции. – Челябинск: ЮУрГУ, 2016. – С. 286–290.
14. Воронков В.И. Векторное управление возбуждением синхронных двигателей ГПА / В.И. Воронков, С.Е. Степанов, В.Г. Титов и др. // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2010. – № 3–2. – С. 204–208.
15. Васенин А.Б. Энергоэффективные и экологичные установки воздушного охлаждения / А.Б. Васенин, О.В. Крюков // Великие реки' 2017: труды научного конгресса XIX Международного научно-промышленного форума: в 3-х т. – Нижний Новгород: ННГАСУ, 2017. – Т. 3. – С. 93–96.
16. Vasenin A.B. Adaptive control algorithms of autonomous generator complexes / A.B. Vasenin, O.V. Kryukov, A.V. Serebryakov // Электромеханика, электротехнологии, электротехнические материалы и компоненты: труды МКЭЭЭ-2016. – М.: Фирма Знак, 2016. – С. 133–135.
17. Серебряков А.В. О новых возможностях технологий Smart Grid / А.В. Серебряков, О.В. Крюков // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2013. – № 2. – С. 47–48.
18. Крюков О.В. Функциональные возможности энергетических установок при питании удаленных объектов / О.В. Крюков, А.Б. Васенин // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 2. – С. 50–56.
19. Kiyarov N.V. A concept for the development of invariant automated electric drives for the water recycling systems with fan cooling towers / N.V. Kiyarov, O.V. Kryukov, D.N. Pribytkov, et al. // Russian Electrical Engineering. – 2007. – Т. 78. – № 11. – С. 621–627.



20. Крюков О.В. Подход к прогнозированию технического состояния ЭГПА / О.В. Крюков // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2016. – № 9. – С. 30–34.
21. Энергетический комплекс: пат. 113085 РФ: МПК H02J 3/46 / А.Б. Васенин, О.В. Крюков, А.В. Серебряков; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». – № 2011140276/07; заявл. 04.10.2011; опубл. 27.01.2012; Бюл. № 3.
22. Автономная система бесперебойного электроснабжения, использующая возобновляемый источник энергии: пат. № 113615 РФ: МПК H02J 3/00 / А.Б. Васенин, О.В. Крюков, В.Г. Титов; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». – № 2011138865/07; заявл. 22.09.2011; опубл. 20.02.2012.
23. Крюков О.В. Экспериментальный стенд электромеханической части энергетической установки / О.В. Крюков, А.Б. Васенин, А.В. Серебряков // Приводная техника. – 2012. – № 4. – С. 2–11.
24. Крюков О.В. Принципы построения инвариантных электроприводов энергетических объектов / О.В. Крюков, А.В. Горбатушков, С.Е. Степанов // Автоматизированный электропривод и промышленная электроника: труды IV Всероссийской научно-практической конференции / под общ. ред. В.Ю. Островляничка. – Новокузнецк, 2010. – С. 38–45.
25. Васенин А.Б. Алгоритмы управления электромеханическими системами магистрального транспорта газа / А.Б. Васенин, О.В. Крюков, А.В. Серебряков // АЭП-2014: труды VIII Международной (XIX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу: в 2-х т. – Саранск: Национальный исследовательский Мордовский государственный университет им. Н.П. Огарёва, 2014. – Т. 2. – С. 404–409.

## Issues of electricity supply for route facilities of the Unified Gas Supply system of Russia

A.B. Vasenin<sup>1</sup>, O.V. Kryukov<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> Giprogazsentr JSC, Bld. 26, Alekseyevskaya street, GSP-926, Nizhniy Novgorod, 603950, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: O\_Kryukov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article highlights few technical novels aimed at support of nominal operation of the systems for electricity supply of the trunk gas pipelines including the route consumers. Authors suggest application of the alternative off-line electricity supply sources and the combined electricity supply schemes.

**Keywords:** Unified Gas Supply System of Russia, electricity supply of trunk gas pipelines, route consumer, off-line electricity supply source, offshore wind farm, microturbine, turbo-expander, photogalvanic panel, catalytic thermoelectric unit, ORMAT energy converter, solid oxide fuel cell.

### References

1. KIYANOV, N.V., O.V. KRYUKOV. Solving industrial ecological tasks by means of electrical equipment and computer-aided process control systems [Resheniye zadach promyshlennoy ekologii sredstvami elektrooborudovaniya i ASUTP]. *Avtomatizatsiya v Promyshlennosti*, 2009, no. 4, pp. 29–34. ISSN 1819-5962. (Russ.).
2. KRYUKOV, O.V. Practical design of computer-aided process control systems for oil-pumping stations of trunk oil pipelines [Opyt proyektirovaniya ASU TP nefteperekachivayushchikh stanstiy magistralnykh nefteprovodov]. *Pribory i Sistemy. Upravleniye, Kontrol, Diagnostika*, 2017, no. 1, pp. 2–7. ISSN 2073-0004. (Russ.).
3. VASENIN, A.B., O.V. KRYUKOV, A.V. SEREBRYAKOV. Energy-efficient power supply systems for electric drivers of oil-gas pipelines [Energoeffektivnyye sistemy elektrosnabzheniya elektroprivodov neftegazoprovodov]. In: *Proc. of the 9<sup>th</sup> International (20<sup>th</sup> All-Russia) Conference on automatic electric driver (AEP-2016)*. Perm: Perm National Research Polytechnic University, 2016, pp. 380–384. (Russ.).
4. KRYUKOV, O.V. Analysis of single-block constructions of electric vehicles for gas-compressor plants [Analiz monoblochnykh konstruktsiy elektricheskikh mashin dlya gazoperekachivayushchikh agregatov]. *Mashinostroyeniye* [online], 2015, vol. 3, no. 4, pp. 53–58. ISSN 2310-0818. (Russ.).
5. KRYUKOV, O.V. Practice of creating energy-efficient electric drivers for gas-compressor plants [Opyt sozdaniya energoeffektivnykh elektroprivodov gazoperekachivayushchikh agregatov]. In *Proc. of the 8<sup>th</sup> International (19<sup>th</sup> All-Russia) Conference on automatic electric driver (AEP-2014)*: in 2 vls. Saransk, Russia: Ogarev Mordova State University, 2014, vol. 2, pp. 157–163. (Russ.).

6. KRYUKOV, O.V. Strategies of invariant electric drivers of gas transporting systems [Strategii invariantnykh elektroprivodov gazotransportnykh system]. In: *Intellectual systems: proc. of the 11<sup>th</sup> international symposium*. Moscow: RUDN University, 2014, pp. 458–463. (Russ.).
7. VASENIN, A.B., O.V. KRYUKOV. Design of electromechanical hardware and control systems for power units of gas transmission consumers [Proyektirovaniye elektromekhanicheskoy chasti i sistem upravleniya energeticheskimi ustanovkami gazotransportnykh potrebiteley]. *Izvestiya Tulskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Tekhnicheskiye Nauki*, 2011, no. 5–1, pp. 47–51. ISSN 2071-6168. (Russ.).
8. VORONKOV, V.I., I.Ye. RUBTSOVA, O.V. KRYUKOV. Electric power supply and equipment for lineal consumers of trunk gas pipelines [Elektrosnabzheniye i elektrooborudovaniye lineynykh potrebiteley magistralnykh gazoprovodov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 3, pp. 32–36. ISSN 0016-5581. (Russ.).
9. ZAKHAROV, P.A., O.V. KRYUKOV, N.V. KIYANOV. An embedded diagnostic and prognostic system for motor-driven gas-compressor units [Vstroyennaya sistema diagnostirovaniya i prognozirovaniya EGPA]. *Kontrol. Diagnostika*, 2008, no. 11, pp. 43-49. ISSN 0201-7032. (Russ.).
10. VORONKOV, V.I., O.V. KRYUKOV, I.Ye. RUBTSOVA. Primary ecological leads and power-saving tasks at designing Gazprom OJSC facilities [Osnovnyye ekologicheskiye napravleniya i zadachi energosberezheniya pri proyektirovanii obyektov OAO “Gazprom”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2013, no. 7 (693), pp. 74–78. ISSN 0016-5581. (Russ.).
11. KRYUKOV, O.V., S.Ye. STEPANOV, Ye.V. BYCHKOV. Practical application of variable frequency drives for fan blowers of gas air coolers [Opyt primeneniya chastotno-reguliruyemogo privoda ventilyatorov AVO gaza]. In: *Proc. of the 9<sup>th</sup> International (20<sup>th</sup> All-Russia) Conference on automatic electric driver (AEP-2016)*. Perm: Perm National Research Polytechnic University, 2016, pp. 428–432. (Russ.).
12. KRYUKOV, O.V. Scientific background for the development of intelligent electric drives for oil and gas process units. *Vestnik Yuzno-Uralskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Series: Energetika*, 2017, vol. 17, no. 1, pp. 56–62. ISSN 1990-8512. (Russ.).
13. KRYUKOV, O.V., A.V. SEREBRYAKOV. Active-adaptive algorithms for control and monitoring of autonomous power complexes [Aktivno-adaptivnyye algoritmy upravleniya i monitoring avtonomnymi energeticheskimi kompleksami]. In: *Prom-Engineering: proc. of the 2<sup>nd</sup> International scientific-technical conference*. Chelyabinsk, Russia: South-Ural State University, 2016, pp. 286–290. (Russ.).
14. VORONKOV, V.I., S.Ye. STEPANOV, V.G. TITOV, et al. Vector controlled driving of synchronous engines of gas-compressor units [Vektornoye upravleniye vzbuzhdeniyem sinkhronnykh dvigateley GPA]. *Izvestiya Tulskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Tekhnicheskiye Nauki*, 2010, no. 3–2, pp. 204–208. ISSN 2071-6168. (Russ.).
15. VASENIN, A.B., O.V. KRYUKOV. Energy-efficient and environment-friendly air cooling units [Energoeffektivnyye i ekologichnyye ustanovki vozdušnogo okhlazhdeniya]. In: *Velikiye reki' 2017: collected book in 3 vls*. Nizhny Novgorod: Nizhny Novgorod State University of Architecture and Civil Engineering, 2017, vol. 3, pp. 93–96. (Russ.).
16. VASENIN, A.B., O.V. KRYUKOV, A.V. SEREBRYAKOV. Adaptive control algorithms of autonomous generator complexes. In: *Proc. of the XVI International Conference on Electromechanics, Electrotechnology, Electromaterials and Components (ICEEE-2016)*. Moscow: Firma Znak, 2016, pp. 133–135.
17. SEREBRYAKOV, A.V., O.V. KRYUKOV. On new options of Smart Grid technology [O novykh vozmozhnostyakh tekhnologii Smart Grid]. *Elektrooborudovaniye: ekspluatatsiya i remont*, 2013, no. 2, pp. 47–48. ISSN 2074-9635. (Russ.).
18. KRYUKOV, O.V., A.B. VASENIN. Functional capabilities of power units when supplying remote facilities [Funktionalnyye vozmozhnosti energeticheskikh ustanovok pri pitanii udalennykh obyektov]. *Elektrooborudovaniye: ekspluatatsiya i remont*, 2014, no. 2, pp. 50–56. ISSN 2074-9635. (Russ.).
19. KIYANOV, N.V., O.V. KRYUKOV, D.N. PRIBYTKOV, et al. A concept for the development of invariant automated electric drives for the water recycling systems with fan cooling towers. *Russian Electrical Engineering*, 2007, vol. 78, no. 11, pp. 621–627. ISSN 1068-3712.
20. KRYUKOV, O.V. Approach to prediction of technical status for motor-driven gas-compressor units [Podkhod k prognozirovaniyu tekhnicheskogo sostoyaniya EGPA]. *Pribory i Sistemy. Upravleniye, Kontrol, Diagnostika*, 2016, no. 9, pp. 30–34. ISSN 2073-0004. (Russ.).
21. GIPOGAZTSENTR OJSC. *Power complex* [Energeticheskiy kompleks]: MPK H02J 3/46. Inventors: A.B. VASENIN, O.V. KRYUKOV, A.V. SEREBRYAKOV. Appl. no. 2011140276/07 dated 04 October 2011; publ. 27 January 2012, bul. no. 3. RU 113085. (Russ.).
22. GIPOGAZTSENTR OJSC. *Autonomous failure-free power supply system using a renewable energy source* [Avtonomnaya sistema bespereboynogo elektrosnabzheniya, ispolzuyushchaya vozobnovlyayemyy istochnik energii]: MPK H02J 3/00. Inventors: A.B. VASENIN, O.V. KRYUKOV, V.G. TITOV. Appl. no. 2011138865/07 dated 22 September 2011, publ. 20 February 2012. RU 113615. (Russ.).
23. KRYUKOV, O.V., A.B. VASENIN, A.V. SEREBRYAKOV. Bench for testing an electric-mechanical part of a power unit [Eksperimentalnyy stend elektromekhanicheskoy chasti energeticheskoy ustanovki]. *Privodnaya Tekhnika*, 2012, no. 4, pp. 2–11. ISSN 2077-6411. (Russ.).
24. KRYUKOV, O.V., A.V. GORBATUSHKOV, S.Ye. STEPANOV. Principles of designing invariant electric drives for power facilities [Printsipy postroyeniya invariantnykh elektroprivodov energeticheskikh obyektov]. In: *Proc. of the 4<sup>th</sup> All-Russia scientific-applied conference “Automated electric drive and industrial electronics”*. Novokusnetsk, 2010, pp. 38–45. (Russ.).
25. VASENIN, A.B., O.V. KRYUKOV, A.V. SEREBRYAKOV. Control algorithms for electric-mechanical systems of trunk gas transportation [Algoritmy upravleniya elektromekhanicheskimi sistemami magistralnogo transporta gaza]. In *Proc. of the 8<sup>th</sup> International (19<sup>th</sup> All-Russia) Conference on automatic electric driver (AEP-2014)*: in 2 vls. Saransk, Russia: Ogarev Mordova State University, 2014, vol. 2, pp. 404–409. (Russ.).

УДК: 622.692.4.076:662.998

## Моделирование промерзания и оттаивания мерзлых грунтов на участках арктических газопроводов при снижении функциональных показателей теплоизоляции труб

А.С. Кузьбожев<sup>1\*</sup>, Т.И. Работинская<sup>1</sup>, И.В. Шишкин<sup>1</sup>, И.Н. Бирилло<sup>1</sup>, П.А. Кузьбожев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

\* E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Одним из ключевых условий долговременной и безаварийной работы газопровода Бованенково–Ухта на участке Бованенковское газоконденсатное месторождение–КС «Воркутинская» является снижение интенсивности растепления мерзлых грунтов, что достигается за счет обеспечения определенных температурных режимов транспорта газа, а также применения теплоизоляционных покрытий трассового нанесения. При эксплуатации газопровода функциональные характеристики теплоизоляционных покрытий могут ухудшаться с интенсификацией процессов растепления и снижением несущей способности мерзлых грунтов.

В статье определены особенности растепления мерзлых грунтов при повышении теплопроводности теплоизоляционных покрытий труб.

**Ключевые слова:**

газопровод, мерзлый грунт, теплоизоляция, температура.

Магистральный газопровод (МГ) Бованенково – Ухта на участке от Бованенковского газоконденсатного месторождения до компрессорной станции «Воркутинская» эксплуатируется в сложных природно-климатических условиях с повсеместным распространением многолетнемерзлых грунтов. Для снижения отепляющего воздействия газопровода на мерзлые грунты проектом предусмотрено использование теплоизоляции трассового нанесения<sup>1</sup> [1], формируемой из сегментов, выполненных из пенополиуретана или пенополистирола. В ходе эксплуатации газопровода эксплуатационные характеристики теплоизоляции могут снижаться под влиянием ряда факторов, основным из которых является нарушение целостности теплоизоляционного слоя с формированием зон повышенной теплопроводности в местах стыковки сегментов (при заполнении зазоров грунтовой водой). Вследствие того, что теплоизоляция труб большого диаметра, как правило, включает много отдельных сегментов относительно малой ширины, количество зон повышенной теплопроводности на участке газопровода единичной длины может быть значительным. С ростом числа зон повышенной теплопроводности увеличивается и общая теплопроводность теплоизоляционного слоя.

Оценка особенностей растепления мерзлых грунтов при повышении теплопроводности теплоизоляционного слоя труб позволяет определить размеры ореолов оттаивания с последующим прогнозированием развития нарушений устойчивого положения участков МГ.

### Методика проведения исследований

Расчетное моделирование [2] выполняется с применением двумерной модели, представляющей собой поперечный разрез трассы подземного теплоизолированного газопровода. Используются следующие исходные данные:

- теплоизоляция трубы представляет собой цилиндрическую оболочку со стенкой 100-миллиметровой толщины. Плотность теплоизоляционного материала –  $45 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$ ,

<sup>1</sup> См. также СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов / утв. приказом Министерства регионального развития РФ № 608 от 27 декабря 2011 г. – М.: Изд-во стандартов, 2012. – 67 с.

удельная теплоемкость –  $1450 \text{ Дж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ , теплопроводность –  $0,043 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ ;

- грунт – мерзлый суглинок плотностью  $2100 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$ , теплопроводность в мерзлом и талом состояниях – соответственно  $1,64$  и  $1,52 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ , температура замерзания – минус  $0,15 \text{ }^\circ\text{C}$ , теплоемкость в мерзлом и талом состояниях – соответственно  $716$  и  $562 \text{ Дж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ ;

- в расчете учитывается теплота фазовых переходов при промерзании и оттаивании грунта;

- температура транспортируемого газа составляет  $+3$  и  $+7 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- начальная температура мерзлого грунта – минус  $4 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- температура воздуха для каждого месяца заданного временного интервала определяется в соответствии с СП 131.13330.2012<sup>2</sup>;

- температура грунта на нижней границе расчетной области составляет минус  $4 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- продолжительность расчетного интервала – 28 месяцев, начало расчетного периода – 1-е мая, завершение – 1-е сентября. Расчетный интервал включает три периода положительных среднесуточных температур воздуха и два периода отрицательных среднесуточных температур воздуха.

Расчетное моделирование теплового взаимодействия теплоизолированного газопровода с мерзлыми грунтами выполняется в следующей последовательности:

- определение особенностей процесса промерзания и оттаивания мерзлого грунта с ненарушенной структурой (газопровод в расчетной модели отсутствует);

- моделирование процесса сезонного промерзания и оттаивания грунта, окружающего подземный теплоизолированный газопровод, по которому не транспортируется газ;

- моделирование теплового взаимодействия теплоизолированного газопровода с мерзлым грунтом с учетом естественных отепляющих и охлаждающих факторов при различных значениях теплофизических характеристик материала теплоизоляции.

## Результаты

Результаты моделирования процесса сезонного промерзания и оттаивания мерзлого грунта с ненарушенной структурой показаны на рис. 1. Полученные расчетные данные соответствуют фактическим значениям температуры грунта на различных глубинах. Глубина сезонного оттаивания грунта составляет  $1,5 \dots 1,6 \text{ м}$ , что также соответствует фактическим данным.

Наличие в массиве грунта не введенного в эксплуатацию теплоизолированного газопровода способствует изменению температурных режимов окружающих газопровод грунтов (рис. 2). По завершении 1-го периода положительных среднесуточных температур воздуха (4-й месяц расчетного интервала) отмечается увеличение глубины оттаивания грунта над газопроводом на  $0,1 \dots 0,2 \text{ м}$  по сравнению с глубинами сезонного оттаивания грунтов с ненарушенной структурой. По завершении 1-го периода отрицательных температур воздуха (9-й месяц расчетного интервала) вокруг газопровода формируется замкнутая область, в пределах которой температура грунта на  $0,5 \dots 1 \text{ }^\circ\text{C}$  превышает температуру, характерную для глубин  $2,5 \dots 3,0 \text{ м}$  в грунтах с ненарушенной структурой.

Результаты расчетного моделирования теплового взаимодействия подземного теплоизолированного газопровода с мерзлым грунтом с учетом естественных отепляющих и охлаждающих факторов при различных значениях теплофизических характеристик материала теплоизоляции показывают следующее.

При значении коэффициента теплопроводности материала теплоизоляции труб  $0,043 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$  и температуре транспортируемого газа  $+3 \text{ }^\circ\text{C}$  в течение всего расчетного интервала грунт в основании МГ будет находиться в мерзлом состоянии (рис. 3, см. а). Наблюдаемые колебания температуры грунта связаны с отепляющим (охлаждающим) действием естественных факторов. Снижение амплитуд колебаний температуры грунта в большей степени связано с экранирующим действием газопровода, ограничивающим интенсивность промерзания грунта в основании МГ в зимние периоды. При температуре транспортируемого газа  $+7 \text{ }^\circ\text{C}$  через 28 месяцев после начала эксплуатации глубина оттаивания грунта в основании МГ (здесь и далее – глубина от уровня нижней образующей трубы) составит  $0,3 \text{ м}$  (см. рис. 3б). В течение

<sup>2</sup> См. СП 131.13330.2012. Строительная климатология / утв. приказом Министерства регионального развития РФ № 275 от 30 июня 2012 г. – М.: Изд-во ФАУ ФЦС, 2015. – 124 с.

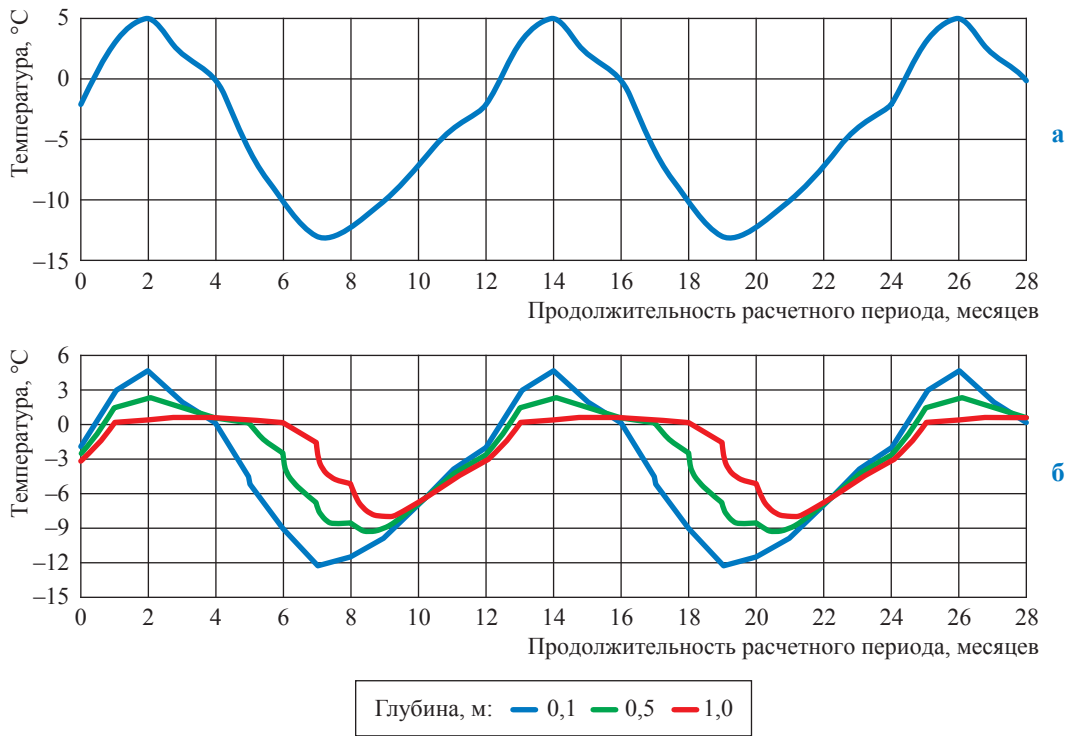


Рис. 1. Динамика изменения температуры грунта на поверхности (а) и в приповерхностном слое (б)

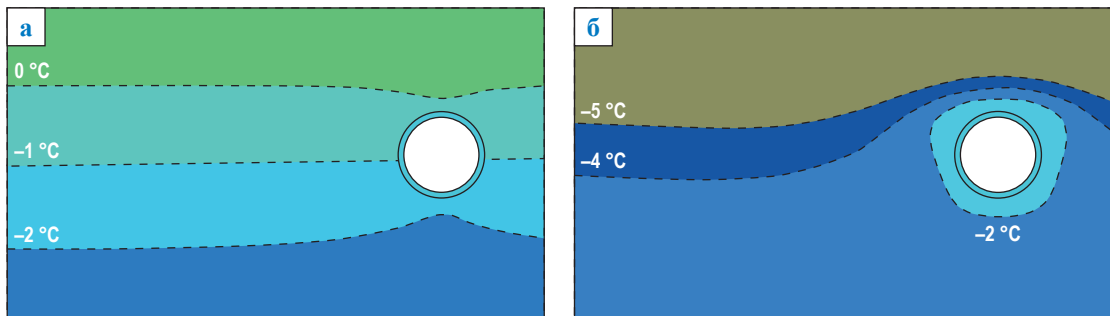


Рис. 2. Распределение изолиний температурных полей в пределах расчетной модели в 4-й (а) и 9-й (б) месяцы расчетного интервала

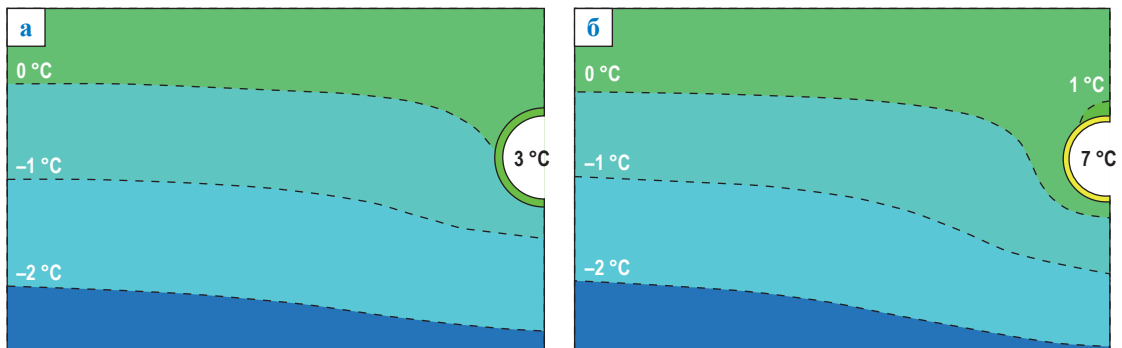


Рис. 3. Поля распределения температур в пределах расчетной модели (завершение расчетного интервала) при наличии вокруг трубы кольцевой теплоизоляции с коэффициентом теплопроводности  $0,043 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температурах газа  $+3^\circ\text{C}$  (а) и  $+7^\circ\text{C}$  (б)

первых четырех месяцев расчетного интервала происходит интенсивный рост температуры грунта. Через 8 месяцев температура стабилизируется. Влияние естественных отепляющих (охлаждающих) факторов прослеживается слабо, амплитуда колебаний температуры не превышает  $0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$  в период с 8-го по 20-й месяц и  $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  в период с 20-го по 28-й месяц.

При значении коэффициента теплопроводности материала теплоизоляции  $0,1\text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температуре газа  $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$  глубина оттаивания грунта в основании МГ по завершении расчетного интервала (28 месяцев) составляет от  $0,2$  до  $0,3\text{ м}$  (рис. 4, см. а). Стабилизация температуры грунта в основании МГ происходит спустя 8 месяцев после начала эксплуатации. Амплитуда сезонных колебаний температуры грунта в основании МГ составляет до  $0,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  в период с 8-го по 20-й месяц и  $0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$  в период с 20-го по 28-й месяц. При температуре газа  $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$  глубина оттаивания грунта по завершении расчетного интервала составляет  $1,0\text{ м}$ . Интенсивный рост температуры грунта

наблюдается в течение первых трех месяцев эксплуатации МГ, далее скорость растепления постепенно снижается.

При значении коэффициента теплопроводности материала теплоизоляции  $0,2\text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температуре газа  $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$  глубина оттаивания грунта в основании МГ составляет  $0,7\text{ м}$  (рис. 5, см. а), стабилизация температуры происходит через  $12\dots16$  месяцев после начала эксплуатации МГ. Влияние естественных отепляющих (охлаждающих) факторов прослеживается на глубинах (от уровня нижней образующей трубы) свыше  $0,5\text{ м}$ , амплитуда сезонных колебаний температуры грунта составляет  $0,1\dots0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При температуре транспортируемого газа  $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$  глубина оттаивания грунта в основании МГ по завершении расчетного интервала составляет  $1,6\text{ м}$  (см. рис. 5б). Стабилизация температуры грунта основания МГ предположительно произойдет через  $36\dots38$  месяцев после начала эксплуатации, глубина оттаивания грунта составит  $1,7\dots1,8\text{ м}$ .

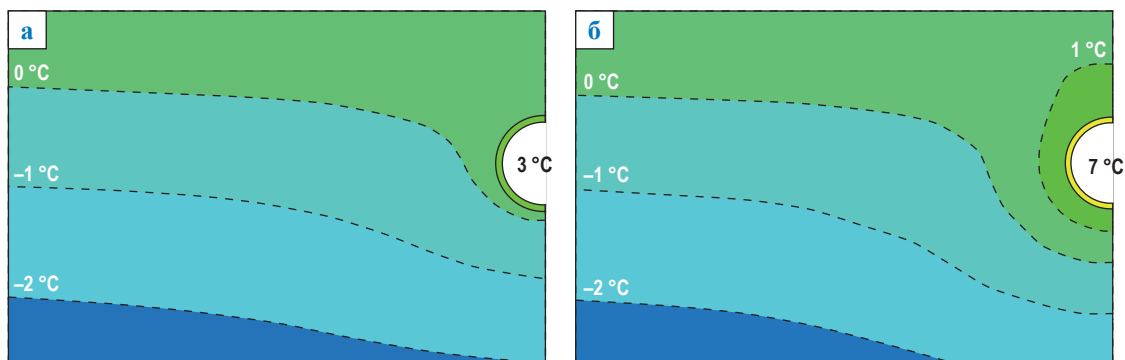


Рис. 4. Поля распределения температур в пределах расчетной модели (завершение расчетного интервала) при наличии вокруг трубы кольцевой теплоизоляции с коэффициентом теплопроводности  $0,1\text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температурах газа  $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$  (а) и  $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$  (б)

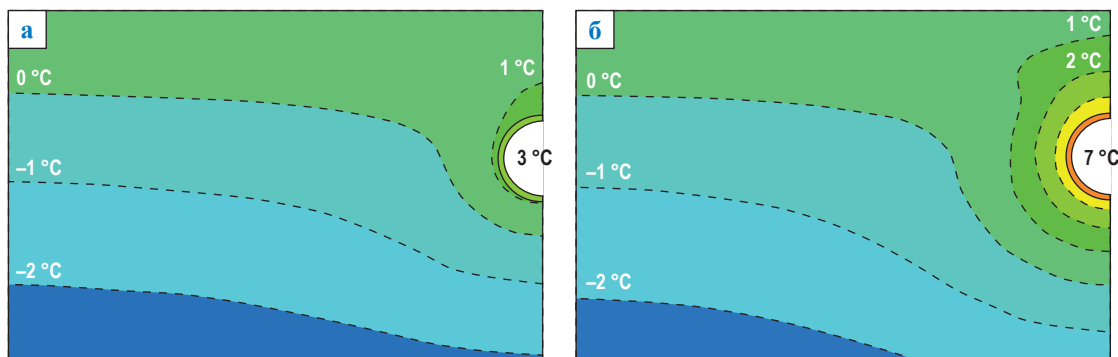


Рис. 5. Поля распределения температур в пределах расчетной модели (завершение расчетного интервала) при наличии вокруг трубы кольцевой теплоизоляции с коэффициентом теплопроводности  $0,2\text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температурах газа  $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$  (а) и  $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$  (б)

При значении коэффициента теплопроводности материала теплоизоляции  $0,4 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температуре газа  $+3 \text{ }^\circ\text{C}$  глубина оттаивания грунта в основании МГ спустя 28 месяцев после начала эксплуатации составляет  $1,0 \text{ м}$ , стабилизация температуры происходит через  $16\dots 20$  месяцев (рис. 6, см. а). Влияние естественных тепляющих (охлаждающих) факторов прослеживается на глубинах (от уровня нижней образующей трубы) свыше  $1,2 \text{ м}$ , амплитуда сезонных колебаний составляет  $0,05\dots 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ . При температуре газа  $+7 \text{ }^\circ\text{C}$  глубина оттаивания грунта в основании МГ по завершении расчетного интервала составляет  $2,1 \text{ м}$  (см. рис. 6б). Стабилизация температуры грунта основания МГ предположительно произойдет через  $40\dots 42$  месяца после начала эксплуатации, глубина оттаивания грунта составит  $2,2\dots 2,3 \text{ м}$ .

При значении коэффициента теплопроводности материала теплоизоляции  $0,7 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температуре газа  $+3 \text{ }^\circ\text{C}$  глубина оттаивания

грунта в основании МГ через 28 месяцев после начала эксплуатации составляет  $1,3 \text{ м}$ , стабилизация температуры происходит через  $20\dots 24$  месяца (рис. 7, см. а). Влияние естественных тепляющих (охлаждающих) факторов прослеживается на глубинах (от уровня нижней образующей трубы) свыше  $1,6 \text{ м}$ . Амплитуда сезонных колебаний составляет  $0,05\dots 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ . При температуре газа  $+7 \text{ }^\circ\text{C}$  глубина оттаивания грунта в основании МГ по завершении расчетного интервала составляет  $2,5 \text{ м}$  (см. рис. 7б). Стабилизация температуры грунта основания МГ предположительно произойдет через  $46\dots 48$  месяцев после начала эксплуатации, глубина оттаивания грунта составит  $2,6\dots 2,7 \text{ м}$ .

\*\*\*

По результатам выполненного расчетного моделирования установлено следующее:

- при температуре газа  $+3 \text{ }^\circ\text{C}$  и исправной теплоизоляции труб мерзлый грунт

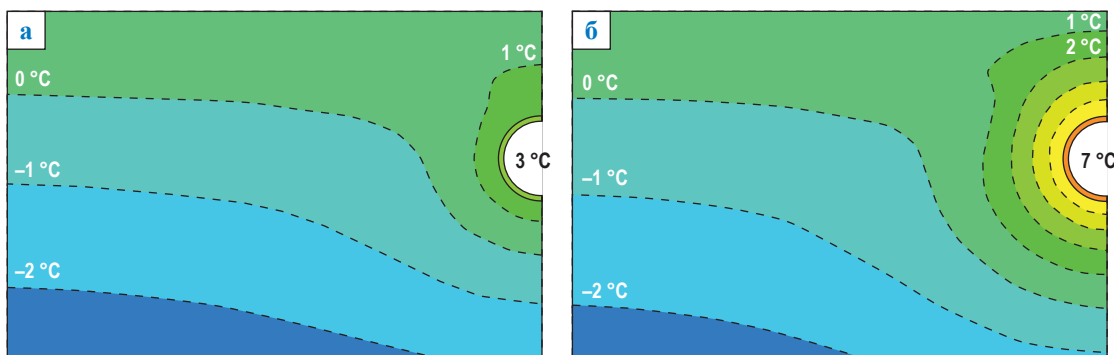


Рис. 6. Поля распределения температур в пределах расчетной модели (завершение расчетного интервала) при наличии вокруг трубы кольцевой теплоизоляции с коэффициентом теплопроводности  $0,4 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температурах газа  $+3 \text{ }^\circ\text{C}$  (а) и  $+7 \text{ }^\circ\text{C}$  (б)

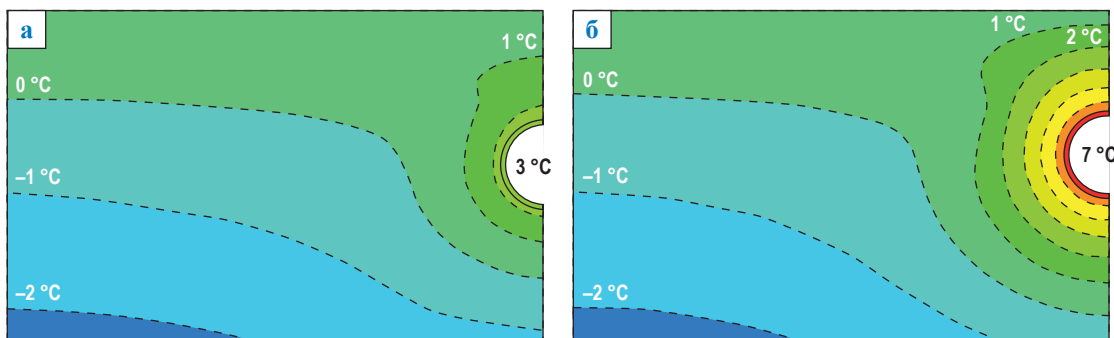
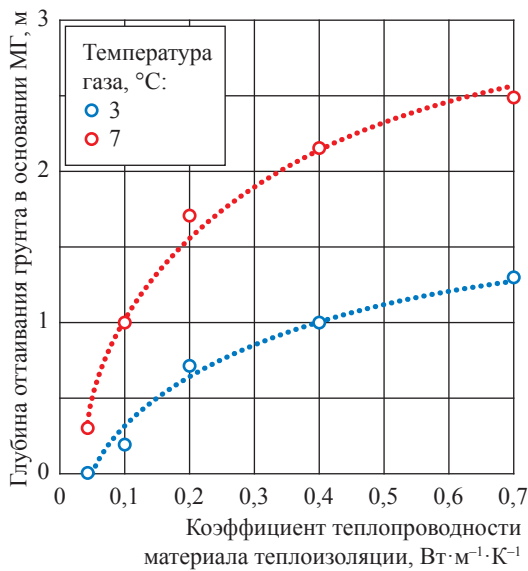


Рис. 7. Поля распределения температур в пределах расчетной модели (завершение расчетного интервала) при наличии вокруг трубы кольцевой теплоизоляции с коэффициентом теплопроводности  $0,7 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$  и температурах газа  $+3 \text{ }^\circ\text{C}$  (а) и  $+7 \text{ }^\circ\text{C}$  (б)



**Рис. 8. Глубина оттаивания грунта в основании МГ спустя 28 месяцев после начала эксплуатации в зависимости от коэффициента теплопроводности материала теплоизоляции и температуры газа в трубе**

в основании МГ будет находиться в стабильно мерзлом состоянии, а над трубой в летние периоды будет оттаивать полностью;

- при температуре газа +7 °С вне зависимости от состояния теплоизоляционного слоя грунт в основании МГ будет находиться в стабильно талом состоянии;
- глубина оттаивания грунта в основании МГ, транспортирующего газ с положительной температурой, при увеличении теплопроводности материала теплоизоляции увеличивается (рис. 8).

### Список литературы

1. Р 536-84. Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкций магистральных трубопроводов / утв. ВНИИСТ 14 декабря 1983 г. – М.: ВНИИСТ, 1985. – 54 с.
2. Чигарев А.В. ANSYS для инженеров: справ. пособие / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А.Ф. Смалюк. – М.: Машиностроение, 2004. – 512 с.

## Modeling of freezing and thawing of frozen soils in the Arctic gas pipelines while reducing functional parameters of pipe insulation

A.S. Kuzbozhev<sup>1\*</sup>, T.I. Rabotinskaya<sup>1</sup>, I.V. Shishkin<sup>1</sup>, I.N. Birillo<sup>1</sup>, P.A. Kuzbozhev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Ukhta Subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, The Komi Republic, 169330, Russian Federation,

\* E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** One of the key conditions for long-term and trouble-free operation of the Bovanenkovo–Ukhta gas pipeline at a section between Bovanenkovo gas condensate field and Vorkuta compressor station is decrease in the rate of thawing of frozen soils, which is achieved by providing certain temperature conditions for gas transport, as well as the use of heat-insulating coatings for route application. During operation of the gas pipeline, the functional characteristics of heat-insulating coatings may go down with intensification of a thawing processes and worsening of the bearing capacity of frozen soils.

In this paper, authors determined the features of the thawing frozen soils with increase in thermal conductivity of heat-insulating pipe coatings.

**Keywords:** gas pipeline, frozen soil, thermal insulation, temperature.

### References

1. R 536-84. *Recommendations on design of heat insulation for trunk gas pipelines* [Rekomendatsii po proyektirovaniyu teploizolyatsionnykh konstruktsiy magistralnykh truboprovodov]. Approved on 14 December 1983. Moscow: All-Union Research Institute for Construction and Operation of Pipelines, 1985. (Russ.).
2. CHIGAREV, A.V., A.S. KRAVCHUK, A.F. SMALYUK. *ANSYS for engineers* [ANSYS dlya inzhenerov]: reference manual. Moscow: Mashinostroyeniye, 2004. (Russ.).



УДК 622.279.72

## Влияние неізотермичности процесса фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта на продуктивность скважины

В.Н. Сокотушенко<sup>1,2\*</sup>, Е.Б. Григорьев<sup>1,2</sup>, А.П. Федосеев<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 141717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: sokotushenko@mail.ru

**Тезисы.** В рамках трехмерной нестационарной постановки задачи движения углеводородной смеси в пористой среде исследовано влияние неізотермичности процесса фильтрации в призабойной зоне пласта (ПЗП) на продуктивность несовершенной скважины. В качестве модельной принята характерная для таких месторождений, как Чайядинское, Ковыктинское, Бованенковское, смесь с низким конденсатным фактором: трехкомпонентная смесь метана, пропана и октана мольным составом соответственно 0,9268; 0,0632; 0,01.

Вычислены поля давлений и температуры, плотностей жидкой и газовой фаз, а также смеси в целом, изменение компонентного состава смеси и коэффициент продуктивности скважины при ізотермическом и неізотермическом процессах фильтрации. При этом на забое наблюдаются различные значения дебитов газовой и жидкой фаз в случае ізотермической и неізотермической фильтрации смеси. В частности, показано, что допущение об ізотермическом процессе фильтрации углеводородной смеси приводит при заданных термобарических условиях фильтрации к завышенному значению коэффициента продуктивности скважины по сравнению с расчетом в условиях неізотермической фильтрации.

При этом изменение температуры фильтрующейся смеси в ПЗП влечет за собой фазовые превращения смеси при давлениях начала и максимальной конденсации, отличных от давлений, соответствующих началу и максимальной конденсации при ізотермическом процессе фильтрации, и поэтому изменяет величины компонентоотдачи и насыщенности фазами, а следовательно, может повлиять на оценку добываемых запасов месторождения в целом.

Возможность уточненного теоретического исследования фильтрационных течений многокомпонентных смесей на основе разработанной математической модели позволяет формулировать прогнозные рекомендации по управлению фильтрационными характеристиками в ПЗП.

**Ключевые слова:** углеводородная смесь, призабойная зона пласта, неізотермическая фильтрация, фазовые переходы, продуктивность скважины, компонентный состав.

### Постановка задачи

На рис. 1 и в табл. 1 представлена геометрическая модель пласта с несовершенной скважиной с разбиением элемента призабойной зоны пласта (ПЗП) на четыре области. Задача решена методом конечных элементов в среде FlexPDE [1]. Цветами показано разбиение трехмерной области конечными треугольными элементами, число

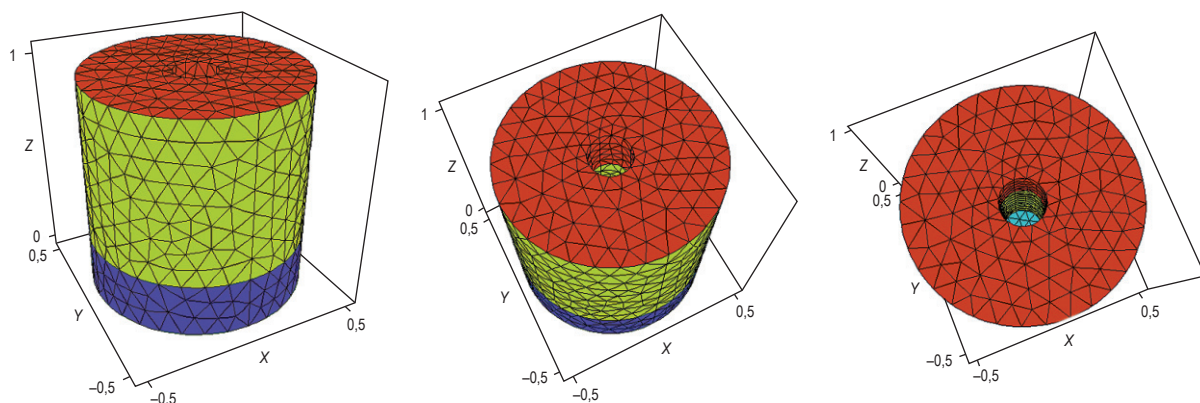


Рис. 1. 3D-модель элемента ПЗП с несовершенной скважиной в разных проекциях

Таблица 1

**Размеры элемента и некоторые теплофизические параметры ПЗП**

Мощность элемента пласта ( $H$ ), м	1
Координата плоскости забоя ( $Z_3$ ), м	$H/4$
Координата плоскости флюида в скважине ( $Z_\phi$ ), м	$3H/4$
Координата плоскости устья ( $Z_v$ ), м	$H$
Радиус скважины ( $R_c$ ), м	0,1
Радиус ПЗП ( $R_{ПЗП}$ ), м	0,5
Коэффициент пористости ПЗП ( $m$ )	0,27
Коэффициент абсолютной проницаемости ПЗП ( $K$ ), м <sup>2</sup>	$10^{-13}$
Объемная теплоемкость скелета ( $c_{ск}$ ), Дж/(м <sup>3</sup> ·К) [6]	$2 \cdot 10^6$

Таблица 2

**Состав и термобарические параметры 3-компонентной смеси**

Параметр	Компонент смеси		
	метан	пропан	октан
Молярная доля компонента	0,9268	0,0632	0,01
Массовая доля компонента, %	79,098	14,826	6,0768
Молярная масса смеси, кг/кмоль	18,798		
Критическая точка, К / МПа / кг/м <sup>3</sup>	188,68 / 3,2583 / 332,74		
Криконтентерма, К / МПа / кг/м <sup>3</sup>	351,96 / 6,0084 / 41,585		
Криконтенбара, К / МПа / кг/м <sup>3</sup>	287,91 / 16,305 / 182,84		

Таблица 3

**Термобарические граничные условия**

Координата ( $z$ ) / контур ПЗП ( $r$ )	Давление ( $P$ ), МПа	Температура ( $T$ ), К
$z = 0$	17	283,15
$z = Z_3$	7,6	273,15
$r = R_{ПЗП}$	17	283,15
$r = R_c$	7,6	273,15

которых для заданных размеров элемента ПЗП равно 9083. Разделение ПЗП на области позволяет задавать различные фильтрационно-емкостные (пористость, коэффициент проницаемости и т.п.) и теплофизические параметры пласта для каждой области в отдельности.

Пусть в ПЗП фильтруется 3-компонентная углеводородная смесь<sup>1</sup> заданного мольного состава (табл. 2) при заданных термобарических граничных условиях табл. 3.

Далее ограничимся моделью с одной пористостью, изотропной проницаемостью пласта, и изучим влияния неізотермичности процесса фильтрации флюида к несовершенной скважине на ее продуктивность, составы фильтрующейся к скважине смеси, массотдачу компонентов в газовой и жидкой фазах в окрестности

элемента ПЗП. Расчеты показывают, что при заданных термобарических условиях пласта лишь в непосредственной близости от скважины происходит резкое изменение поля  $P$  и  $T$ , тогда как во всем объеме ПЗП имеют место постоянные заданные значения пластового давления и пластовой температуры.

В этой связи в данной задаче рассматривается элемент ПЗП с заданными геометрическими размерами (см. рис. 1), в области которого изменения пластовых термобарических параметров по сравнению с забойными давлением и температурой становятся отличными от нуля.

Также необходимо заметить, что корректная постановка задачи отбора флюида соответствует рассмотрению взаимодействия скважин количеством более двух, поэтому данную задачу с одной скважиной рассматриваем как модельную, решение которой направлено на выявление влияния неізотермического

<sup>1</sup> В качестве модельной принята смесь, характерная для таких месторождений, как Чайядинское, Ковыктинское, Бованенковское, с низким конденсатным фактором [2–5].

процесса фильтрации углеводородной смеси на фильтрационные характеристики в малой окрестности ПЗП.

### Система уравнений неізотермического процесса фильтрации в ПЗП

Система дифференциальных уравнений, описывающих изотермический процесс фильтрации  $N$ -компонентной двухфазной парожидкостной смеси в недеформируемой пористой среде без учета капиллярности, разработана достаточно подробно (см., например, [7–10]). Если дополнить указанную систему уравнений равенством баланса энергии в пласте для системы «флюид – пористая среда» [11], замкнутая система уравнений неізотермической фильтрации флюида в недеформируемой пористой среде примет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mc_{iL}\rho_L S_L) + \operatorname{div}\left(c_{iL}\rho_L \frac{k_L}{\eta_L} \operatorname{grad}P\right) = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(mc_{iG}\rho_G S_G) + \operatorname{div}\left(c_{iG}\rho_G \frac{k_G}{\eta_G} \operatorname{grad}P\right) = 0; \quad (2)$$

$$c_n \frac{\partial T}{\partial t} + \rho c_p \left( \frac{k}{\eta} \operatorname{grad}P(\operatorname{grad}T + \varepsilon_q \operatorname{grad}P) - mn_s \frac{\partial P}{\partial t} \right) = \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad}T); \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{n_c} c_{iG} = 1; \quad \sum_{i=1}^{n_c} c_{iL} = 1; \quad S_G + S_L = 1, \quad i = 1, 2 \dots n_c, \quad (4)$$

где  $\rho$ ,  $P$ ,  $T$ ,  $\eta$ ,  $c_p$  – соответственно плотность, давление, температура, коэффициенты динамической вязкости и изобарной теплоемкости флюида;  $c_{iL}$ ,  $c_{iG}$ ,  $\rho_L$ ,  $\rho_G$ ,  $S_L$ ,  $S_G$ ,  $k_L$ ,  $k_G$ ,  $\eta_L$ ,  $\eta_G$  – соответственно массовые доли  $i$ -го компонента, плотности, насыщенности пористой среды, фазовые проницаемости, коэффициенты динамической вязкости жидкой ( $L$ ) и газовой ( $G$ ) фаз;  $m$ ,  $k$ ,  $c_{ck}$  – соответственно пористость, проницаемость, объемная теплоемкость скелета пласта;  $c_n = m\rho c_p + c_{ck}$  – объемная теплоемкость насыщенной флюидом пористой среды;  $\varepsilon_q$  – коэффициент Джоуля – Томсона (диф-

ференциальный коэффициент дросселирования);  $\eta_s = \frac{1}{\rho c_n} - \varepsilon_q$  – коэффициент адиабатического охлаждения.

Представленная система уравнений неізотермической фильтрации (1)–(4) замыкается уравнениями состояния флюида, которые можно представить в одном из возможных видов<sup>2</sup>:  $P = P(V, T)$ , где  $V$  – объем;  $v = v(P, T)$  или  $T = T(P, v)$ , где  $v$  – удельный объем;  $\rho_{G,L} = \rho_{G,L}(c_{iG,L}, P, T)$ .

С использованием дифференциальных уравнений термодинамики можно получить различные формулы для определения необходимых взаимосвязей между параметрами, характеризующими процессы теплопереноса флюида как в насыщенной пористой среде, так и в объеме [12].

В качестве уравнений состояния, описывающих теплофизические свойства углеводородных смесей, использовались разработанные Б.А. Григорьевым в соавторстве с сотрудниками фундаментальные многоконстантные уравнения состояния<sup>3</sup> [13], которые предназначены для расчетов термодинамических свойств (ТДС) нефтяных и газоконденсатных систем. Зависимости плотности флюида и фаз, а также коэффициентов теплопроводности ( $\lambda$ ), теплоемкости и вязкости от составов, давления и температуры считаются известными функциями, полученными на основе экспериментальных данных:

$$\rho_{G,L} = \rho_{G,L}(c_{iG,L}, P, T); \quad \lambda = \lambda(c_{iG,L}, P, T); \\ c_p = c_p(c_{iG,L}, P, T); \quad \eta_{G,L} = \eta_{G,L}(c_{iG,L}, P, T). \quad (5)$$

<sup>2</sup> Здесь и далее двойной индекс  $G,L$  обозначает вариативность переменной, т.е. ее соответствие обоим фазам в отдельности – либо газовой ( $G$ ), либо жидкой ( $L$ ).

<sup>3</sup> См. также Р Газпром 2-3.3-1099-2017. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем на основе фундаментальных многоконстантных уравнений состояния: издание официальное / ПАО «Газпром»; ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина». – СПб.: Газпром экспо, 2018.

Таблица 4

Расчетные значения неизвестных функций 3-компонентной смеси: СКФ – сверхкритическая фаза

T, К	P, МПа	ρ, кг/м <sup>3</sup>		c <sub>p</sub> , кДж·кг <sup>-1</sup> ·К <sup>-1</sup>		ε <sub>sp</sub> , К·МПа <sup>-1</sup>		λ, мВт·м <sup>-1</sup> ·К <sup>-1</sup>		η, мПа·с		Состояние смеси
		жидкой фазы	газовой фазы	смеси	жидкой фазы	газовой фазы	смеси	жидкой фазы	газовой фазы	смеси	жидкой фазы	
273,15	7,6	581,99	76,48	Неопр.	2,2959	3,1619	-0,37598	4,976	неопр.	119,07	38,966	Двухфазное
283,15	17	498,94	197,4	3,8856	Неопр.	3,8856	Неопр.	1,804	61,603	Неопр.	21,888	СКФ
273,9	16,0	498,94	204	4,0666	2,5069	4,066	-0,2633	1,863	62,376	112,28	22,28	
273,3	16,0	498,69	205	4,0779	2,5072	4,077	-0,2638	1,855	62,562	112,42	22,367	
260,3	15,2	494,82	224	4,2949	2,5145	4,294	-0,2734	1,690	66,295	115,34	102,51	Газ
250,6	14,3	493,1	238	4,4564	2,521	4,456	-0,2820	1,569	69,314	117,79	102,51	
240,7	13,2	492,64	252	4,6131	2,527	4,613	-0,2928	1,447	72,582	120,58	103,98	
230,7	11,7	493,82	266	4,7572	2,5305	4,757	-0,3063	1,322	76,128	123,79	106,78	
189,8	3,99	333	73,61	4,445	4,445	7,702	0,509	0,5095	98,788	98,788	42,452	СКФ
189,4	3,94	334	72,33	4,4228	4,4228	7,524	0,493	0,49392	99,228	99,228	42,731	
188,9	3,90	335	71,08	4,4007	4,4007	7,354	0,478	0,47851	99,672	99,672	43,013	
188,5	3,85	336	69,84	4,379	4,379	7,190	0,463	0,46328	100,12	100,12	43,298	
180,6	3,03	354	50,89	4,0316	4,0316	5,092	0,217	0,21798	108,76	108,76	49,043	
170,9	2,20	374	35,01	3,7344	3,7344	3,865	0,004	0,00460	119,75	119,75	57,159	Жидкость
170,4	2,16	375	34,32	3,7216	3,7216	3,821	-0,004	-0,0046	120,34	120,34	57,625	

Таким образом, с учетом формулы (5) получается замкнутая система  $2n_c + 4$  уравнений (1)–(4) для определения  $2n_c + 4$  неизвестных функций:  $P, T, S_G, S_L, c_{iL}, c_{iG}$ .

Для рассматриваемой 3-компонентной смеси имеем систему десяти уравнений относительно 10 неизвестных, при этом функции плотности, вязкости, теплоемкости и теплопроводности и другие параметры формул (5) вычислены (табл. 4) с помощью программы REFPROP [14]. При этом коэффициенты фазовой проницаемости той или иной фазы  $k_{L,G}$  связаны с коэффициентами относительной фазовой проницаемости  $\bar{k}_{L,G}$  и абсолютной проницаемостью породы  $k$  равенством:

$$k_{L,G} = k \bar{k}_{L,G}. \quad (6)$$

В гидродинамических расчетах обычно пользуются эмпирическими зависимостями относительной фазовой проницаемости от насыщенности, полученными экспериментально. Для экспериментального определения фазовых проницаемостей необходимо измерить градиент давления, скорость фильтрации фазы, распределение газонасыщенности по длине канала. Кроме того, необходимы данные о коэффициентах относительной фазовой проницаемости и абсолютной проницаемости. Все это требует выполнения экспериментов в значительном объеме и, учитывая многообразие углеводородных систем и высокие термобарические условия реальных пластовых систем, использования сложных трудоемких экспериментальных методов и дорогостоящего оборудования.

Для проведения фильтрационных расчетов конкретных углеводородных смесей рациональным может оказаться метод подбора параметров функции фазовой проницаемости при заданном виде функциональной зависимости от насыщенности с использованием математических моделей фильтрации и результатов фильтрационных экспериментов:

- формулы Чень Чжун Сяня [11]:

$$k_G = 0 \text{ при } 0 \leq S_G \leq 0,1;$$

$$k_G = \left[ \frac{S_G - 0,1}{0,9} \right]^{3,5} (4 - 3S_G) \text{ при } 0,1 \leq S_G \leq 1;$$

$$k_L = \left[ \frac{0,8 - S_G}{0,8} \right]^{3,5} \text{ при } 0 \leq S_G \leq 0,8;$$

$$k_L = 0 \text{ при } 0,8 \leq S_G \leq 1; \quad (7)$$

- зависимости по Викофу – Ботсету [15]:

$$k_G = 1,16 (1 - S_L), k_L = 1,06S_L^3 - 0,06; \quad (8)$$

- зависимости по В.В. Мустафаеву [16]:

$$k_G = 1,2 (1 - S_L)^2, k_L = 1,0277S_L^3 - 0,0277. \quad (9)$$

Также заметим, что уравнения (1), (2) соответствуют линейной зависимости скорости фильтрации фаз ( $w_{L,G}$ ) от градиента давления (закон Дарси):

$$w_{L,G} = -\frac{k_{L,G}}{\eta_{L,G}} \text{grad}P. \quad (10)$$

В первом приближении уравнение (10) приемлемо для решения прямых модельных задач двухфазной фильтрации. Однако для получения более точных решений в окрестности ПЗП вместо закона Дарси (10) применяют нелинейные законы, например:

- степенной закон фильтрации относительно скорости

$$w_{L,G} = -C_{L,G} (\text{grad}P)^n, \quad (11)$$

где  $C_{L,G}$  – коэффициент пропорциональности;  $n$  – показатель закона фильтрации (при  $n = 2$  получаем закон фильтрации Краснопольского),

- или эмпирическую зависимость Форхгеймера

$$\frac{\eta_{L,G}}{k} w_{L,G} + \frac{\beta \rho}{\sqrt{k}} w_{L,G} |w_{L,G}| = -\text{grad}P, \quad (12)$$

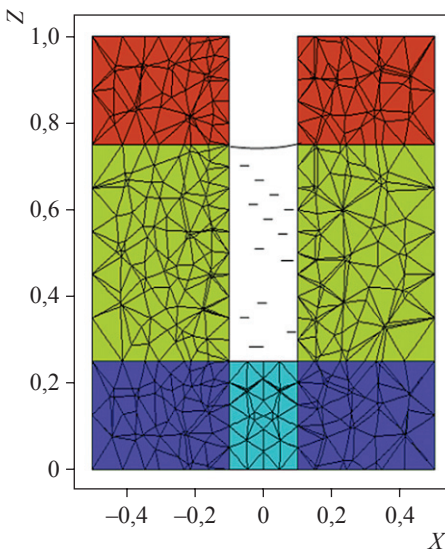


Рис. 2. Сечение элемента ПЗП плоскостью  $Y = 0$

где  $\beta$  – экспериментальная константа пористой среды.

Заметим также, что для вычисления термобарических характеристик поступившего из ПЗП флюида в скважине решались уравнения (1)–(4) движения жидкой и газовой фаз без учета пористой среды.

### Результаты и анализ численного решения уравнений

При численном решении дифференциальных уравнений в частных производных используются в основном методы конечных разностей и конечных элементов. В настоящей работе решение системы дифференциальных уравнений фильтрации в 3-мерной нестационарной постановке (1)–(4) произведено методом конечных элементов в среде FlexPDE [1]. Решение методом конечных элементов ищется в виде разложения по базису из кусочно-линейных (в более общем случае – кусочно-полиномиальных) функций, каждая из которых отлична от нуля лишь в некоторой достаточно малой области. Для определения коэффициентов разложения получаются системы линейных алгебраических уравнений с большими разреженными матрицами специального вида. При этом в силу симметрии задачи, не ограничивая возможные варианты представления решения, численные результаты для термобарических параметров фильтрующегося в ПЗП флюида представим в сечении при  $Y = 0$  (рис. 2).

Полученные в ходе решения поля  $P$  и  $T$  в плоскости  $XZ$  ПЗП (рис. 3–7) свидетельствуют, что наиболее существенные изменения

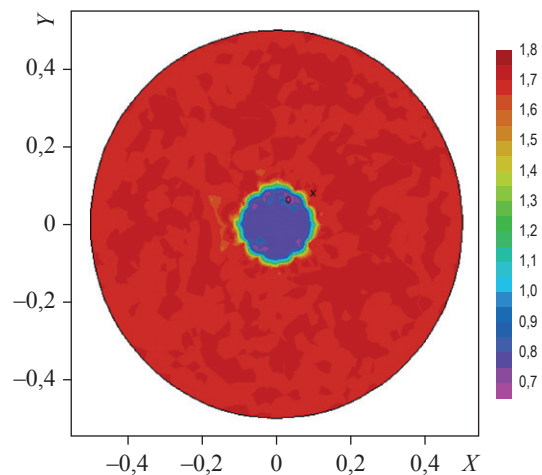
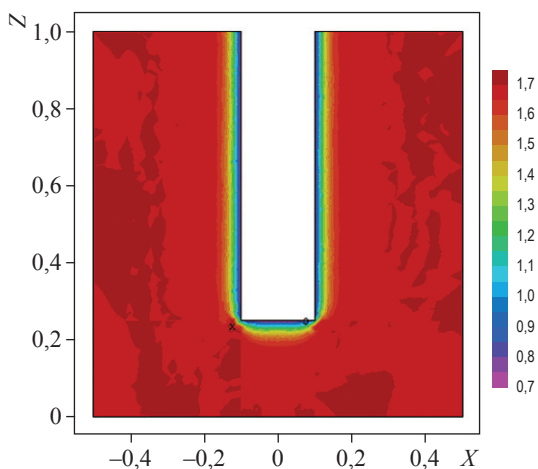
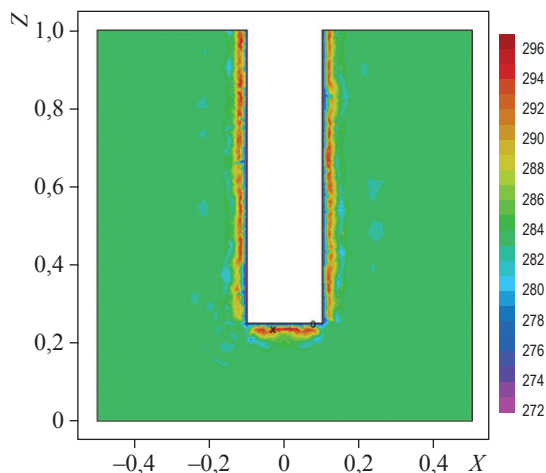
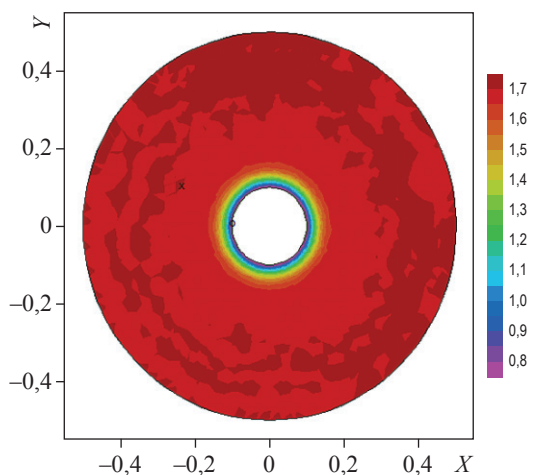
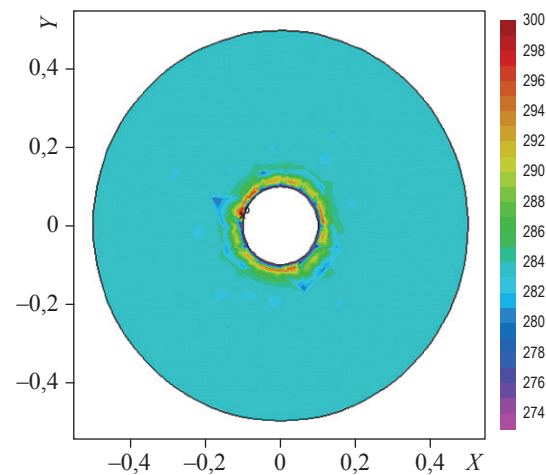


Рис. 3. Давление на забое, МПа, при  $z = Z,$

Рис. 4. Давление,  $10^7$  Па, в плоскости  $XZ$ Рис. 5. Температура, К, в плоскости  $XZ$ Рис. 6. Давление,  $10^7$  Па, при  $z = Z_\phi$ Рис. 7. Температура, К, при  $z = Z_\phi$ 

этих параметров от контура ПЗП к забой происходят в непосредственной близости от скважины.

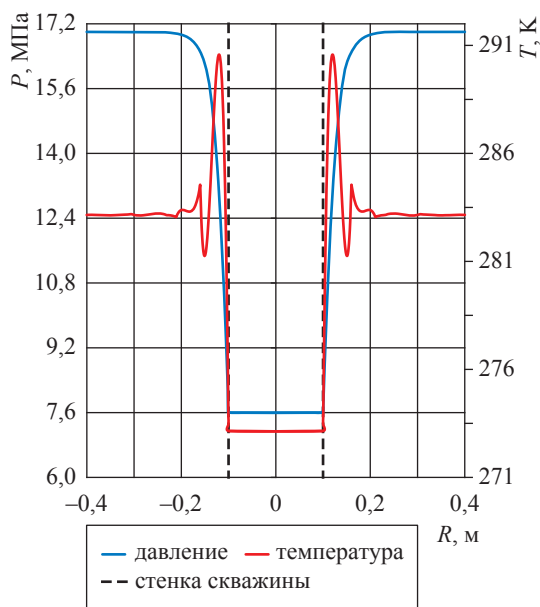
На рис. 8, 9 представлены соответственно распределения полей давления, температуры и плотности смеси, а также жидкой и газовой фаз фильтрующегося флюида в ПЗП в изотермических и неизо­термических условиях на забое при  $z = Z_\phi$ . Видно (см. рис. 8), что температура флюида на пути к скважине испытывает некоторые колебания. Сначала несколько увеличивается, а затем уменьшается. Этот факт известен для газовых скважин, в отличие от нефтяных, где имеем обратный процесс: сначала температура флюида, поступающего к скважине, уменьшается, а затем увеличивается. Указанная не­монотонность изменения температуры в ПЗП связана с эффектом Джоуля – Томсона [11], который учтен

в уравнениях (1)–(4) наличием слагаемого

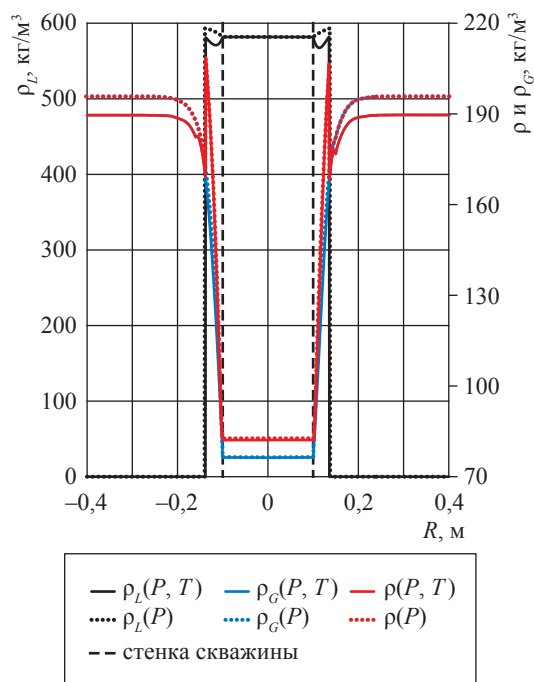
$$\varepsilon_q \rho c_p \frac{k}{\eta} (\text{grad}P)^2.$$

Заметим, что распределения  $P$  и  $T$  в ПЗП при решении несвязанной задачи относительно давления и температуры представляются известными монотонными зависимостями  $P$  и  $T$  по пространственной координате  $z$  (радиусу  $R_{\text{ПЗП}}$ ) от контура к забой. Напротив, решение системы связанных уравнений (1)–(4) для  $P$  и  $T$  обнаруживает указанную особенность для температуры (см. рис. 8), а именно: в рамках параболической постановки задачи распределение  $T$  не имеет монотонного характера в непосредственной близости от скважины.

При этом если изменение температуры указанного характера будет происходить в окрестности линии  $KABMN$  насыщения



**Рис. 8. Распределения давления и температуры.** Здесь и далее  $R$  – это переменный радиус:  $-R_{\text{ПЗП}} \leq R \leq +R_{\text{ПЗП}}$



**Рис. 9. Распределения плотности смеси, жидкой и газовой фаз**

углеводородной смеси (рис. 10, 11), то это окажет влияние на определение значений  $P$  и  $T$ , при которых возникает фазовый переход «газ – жидкость» фильтрующейся смеси заданного состава. Кроме того, если эти изменения температуры будут происходить в окрестности линий максимальной насыщенности  $KABMED$  и  $KDEMN$  (см. рис. 10, 11), т.е. линий максимальной конденсации или испарения, которые вместе с линиями насыщения  $KABMN$  являются границами ретроградных областей на фазовой  $PT$ -диаграмме углеводородной смеси, то это также может послужить причиной ошибочной оценки значения давления максимальной конденсации, что, очевидно, исказит картину распределения составов в окрестности ПЗП, насыщенности и величины компонентоотдачи и в конечном счете может повлиять на расчетную величину извлекаемых запасов как по отдельным блокам, так и в отношении месторождения в целом.

Действительно, при заданной температуре на забое  $T = 273,15$  К в случае принятия допущения об изотермическом процессе фильтрации в ПЗП жидкая фаза возникает при  $P = 16$  МПа (точка  $A$ , см. рис. 10, 11), тогда как если учитывать изменение температуры при фильтрации углеводородной смеси заданного состава, расчет определяет фазовый переход

фильтрующейся смеси при  $P = 16,26$  МПа и  $T = 281,3$  К (точка  $B$ , см. рис. 10, 11). Заметим, что разница в значениях  $T$  на линии насыщения составляет  $8,15$  К, но при этом разница в значениях  $P$  на линии насыщения (давления начала конденсации) оказывается невысокой и составляет  $0,26$  МПа, или  $1,6$  % от значения  $P$  начала конденсации при неизотермическом процессе.

Таким образом, имея одинаковые заданные в начальный момент времени значения  $T$  на забое при изотермическом и неизотермическом процессах фильтрации, получаем практически одинаковые значения  $P$  начала конденсации в ПЗП. При этом неверно было бы считать, что в этом случае можно принять допущение о том, что на всем протяжении ПЗП температура постоянна. Дело в том, что изменение  $T$ , соответствующее изменению  $P$  от контура к забою, в значительной мере влияет на вычисляемое значение давления максимальной конденсации.

Так, при изотермическом режиме фильтрации  $P$  максимальной конденсации составило  $11,97$  МПа (точка  $D$ , см. рис. 10, 11), а в случае учета изменения температуры фильтрующейся смеси от контура к забою скважины –  $15,3$  МПа (точка  $E$ , см. рис. 10, 11), т.е. отличие составляет  $3,33$  МПа, или  $27,82$  % от значения  $P$

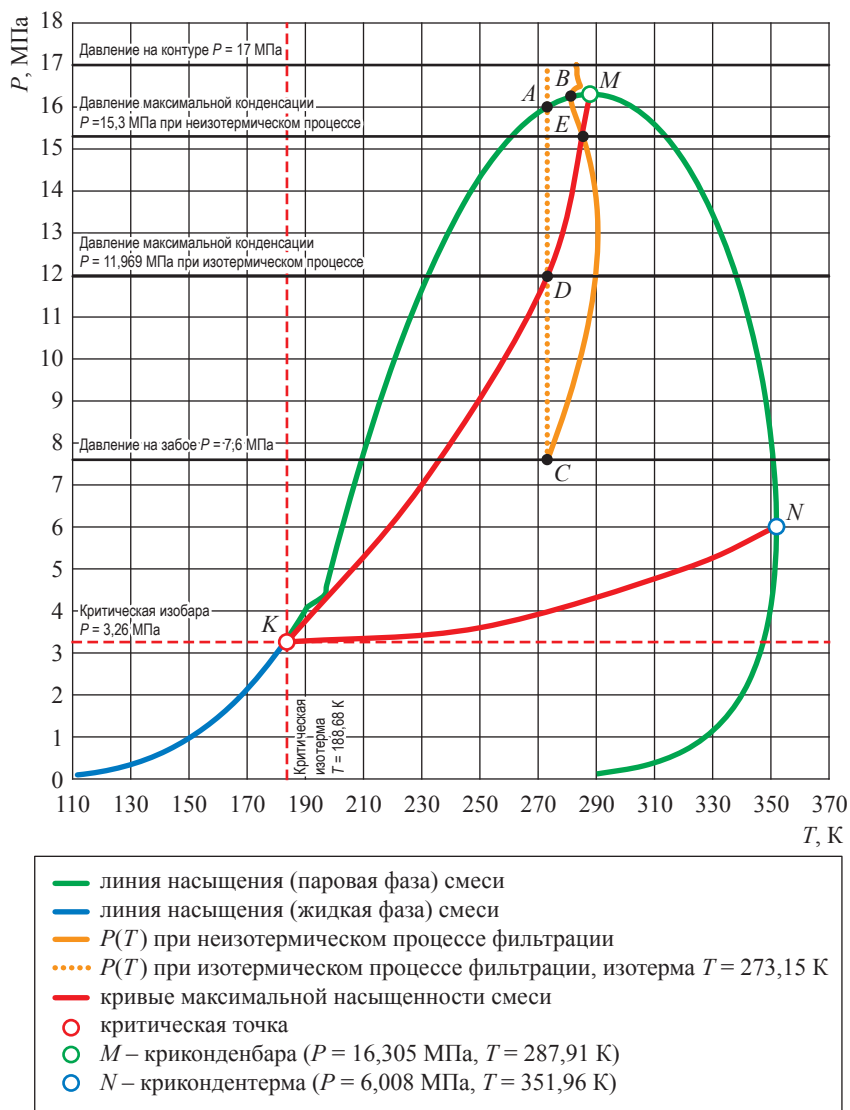


Рис. 10. Фазовая  $PT$ -диаграмма смеси  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_8\text{H}_{18}$  в мольных долях 0,9268; 0,0632; 0,01 соответственно

максимальной конденсации при неизомерическом процессе. Такая разница не позволяет пренебречь влиянием изменения температуры в ПЗП и считать процесс фильтрации углеводородной смеси заданного состава при заданных термобарических условиях на контуре и забое изотермическим.

Кроме того, расчеты показывают, что неизомеричность процесса приводит к определенной разнице мольных долей тяжелых компонентов в фазах и насыщенностей фаз в ПЗП и, как следствие, влияет на коэффициент продуктивности скважины и компонентоотдачу ПЗП.

Рассчитаем погрешность вычислений параметров задачи при изотермическом и неизомерическом процессах фильтрации и тем самым

определим степень влияния неизомеричности процесса фильтрации углеводородной смеси на продуктивность скважины и динамику изменения составов в ПЗП. Примем за точные значения параметров фильтрации, полученных в ходе решения задачи, такие, которые соответствуют фильтрации в условиях изменения температуры. Важно, насколько результат вычислений параметров (и их распределения в ПЗП) при допущении об изотермическом процессе фильтрации отклонился в ту или иную сторону от значения того же параметра, вычисленного в неизомерических условиях фильтрации.

Относительная погрешность вычислений есть отношение абсолютного значения разности параметров при изотермическом



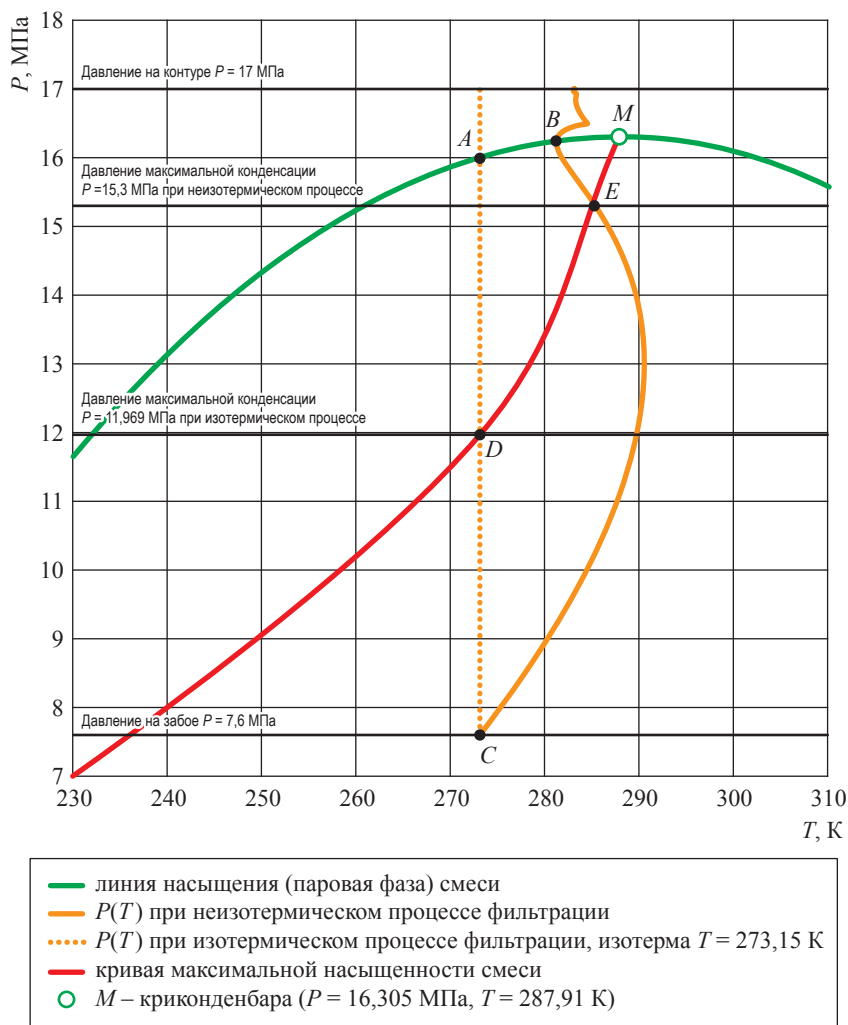


Рис. 11. Фрагмент фазовой  $PT$ -диаграммы смеси  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_8\text{H}_{18}$  в мольных долях 0,9268; 0,0632; 0,01 соответственно

и неизомермическом процессах фильтрации к значению того же параметра в случае изменения температуры, умноженное на 100 %. Она показывает, на сколько процентов приближенный результат вычислений отклонился от точного значения.

На рис. 12 представлен укрупненный фрагмент рис. 9, где имеют место скачки в значениях плотностей, которые соответствуют фазовым переходам в смеси. Наблюдается разница в плотностях фаз именно в ПЗП, в то время как в самой скважине при заданных термобарических условиях задачи разница в изотермическом и неизомермическом случаях нивелируется.

На рис. 13 представлены относительные погрешности вычислений плотностей при изотермическом процессе фильтрации и в случае изменения температуры в окрестности ПЗП. Максимальная погрешность вычисления обнаруживается для плотности газовой фазы

и составляет 8,42 %. Для жидкой фазы погрешность вычисления не превышает 3,6 %, а для смеси в целом – 5,9 %. Заметим, что влияние неизомермичности на плотности фаз и смеси существенно лишь в непосредственной близости от скважины.

Коэффициент продуктивности скважины  $K_{\text{скв}}$  определяется как отношение объемного дебита скважины к перепаду давления (рис. 14). На рис. 14 видно, что учет неизомермичности в скважине несколько снижает ее расчетную продуктивность, т.е. расчеты для условий изотермической фильтрации в данной задаче дают завышенные значения как дебитов, так и коэффициента продуктивности скважины. Однако эта разница не превышает 8 % (рис. 15).

В данной задаче при заданных термобарических условиях фильтрующаяся смесь на контуре находится в газовой фазе. По мере продвижения смеси к скважине меняется ее состав,

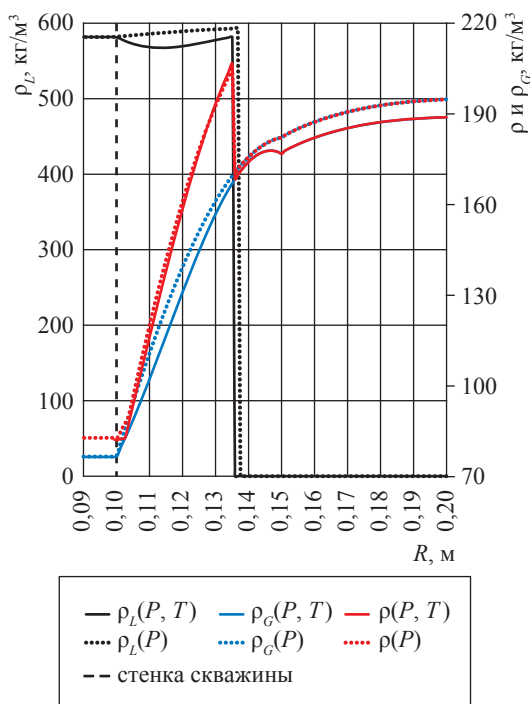


Рис. 12. Плотности фаз и смеси в ПЗП в условиях изотермической и неизотермической фильтрации

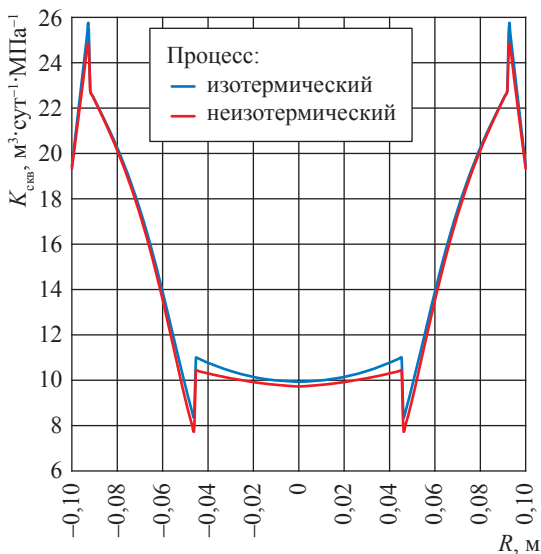


Рис. 14. Коэффициент продуктивности скважины при заданных геометрических размерах модели ПЗП и термобарических условиях фильтрации углеводородной смеси заданного состава

и приблизительно при  $R = 0,14$  м происходит расслаивание чисто газовой смеси на жидкую и газовую фазы (см. рис. 9, 12). Доля метана в газовой фазе увеличивается на пути к скважине (рис. 16), при этом погрешность вычисления

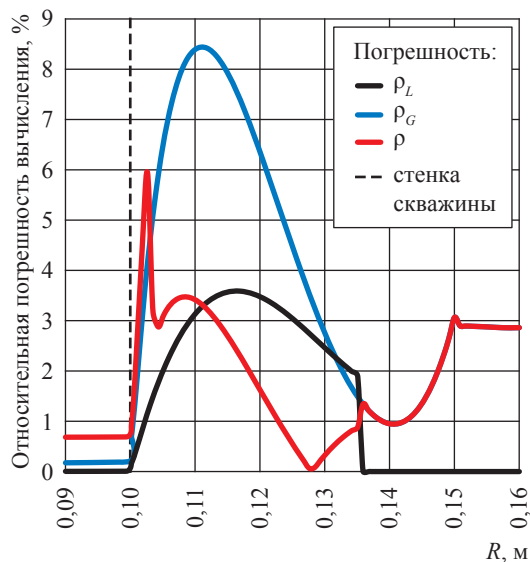


Рис. 13. Погрешности вычисления плотностей фаз в условиях изотермической и неизотермической фильтрации

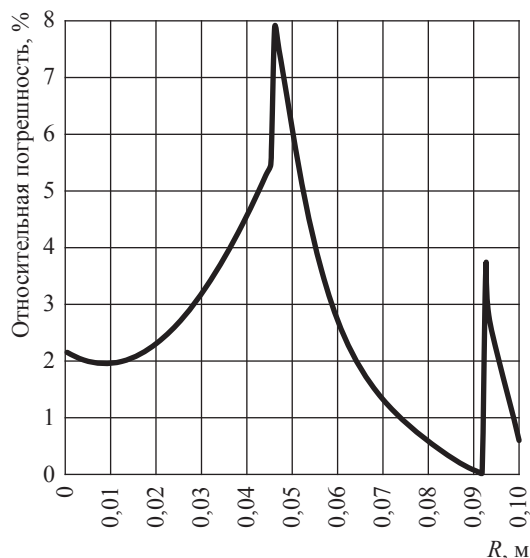


Рис. 15. Погрешность вычисления  $K_{св}$  по изотермической модели

по изотермической теории не превышает 3 % (рис. 17). Погрешность вычисления мольной доли метана сначала растет при удалении от скважины и достигает 2,8 %, а далее падает и устанавливается на уровне 1,6 % в ПЗП.

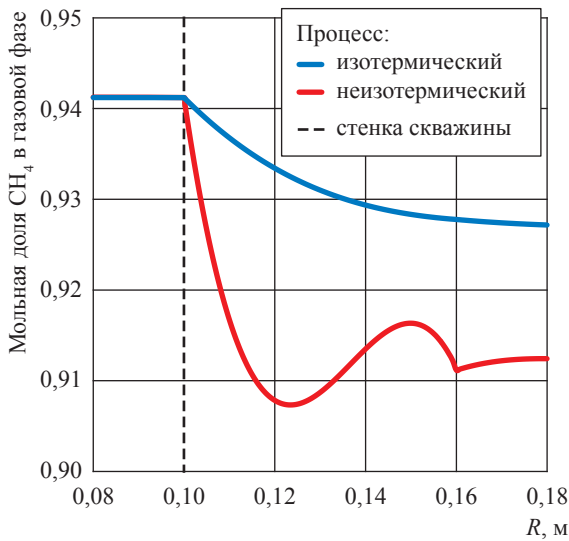


Рис. 16. Молярная доля метана в газовой фазе

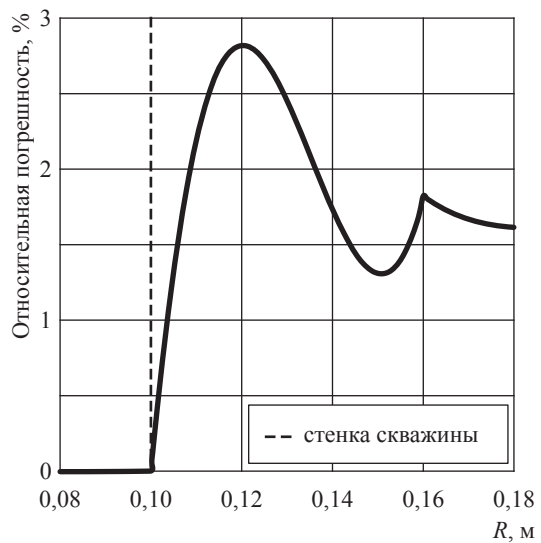


Рис. 17. Относительная погрешность вычислений по изотермической модели

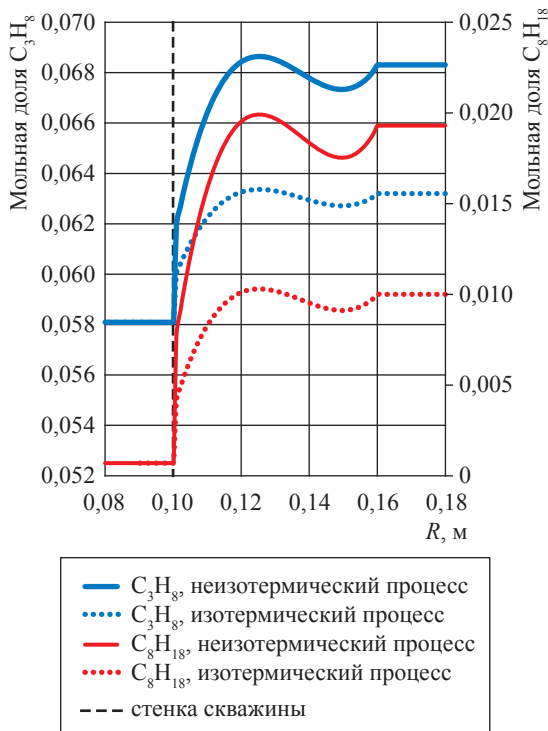


Рис. 18. Молярные доли компонентов в газовой фазе

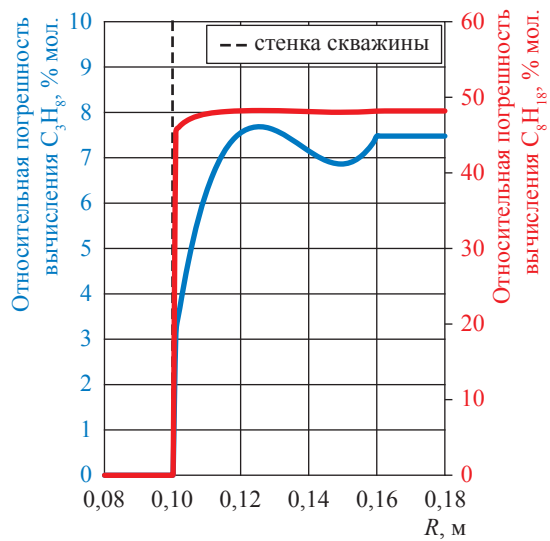


Рис. 19. Погрешность расчета по изотермической модели

Молярные доли более тяжелых компонентов – пропана и октана – в газовой фазе уменьшаются при фильтрации данной углеводородной смеси в ПЗП (рис. 18), причем погрешность для тяжелых компонентов (рис. 19) достигает максимума в 7,68 % для  $C_3H_8$  и значительных 48,1 % для  $C_8H_{18}$ , но при этом доля октана в смеси составляет не многим более

5 %. Таким образом, молярная доля метана в газовой фазе при изотермическом расчете завышена по сравнению с расчетом для неизо-термического режима фильтрации данной смеси; напротив, доля тяжелых компонентов в газовой фазе занижена.

Для жидкой фазы фильтрующейся смеси на рис. 20, 21 показано распределение долей компонентов в жидкой фазе соответственно при изотермическом и неизо-термическом процессах. Для метана погрешность вычисления не превышает 1,4 % (рис. 22), для пропана и октана – соответственно 6,4 и 10,57 % (рис. 23).

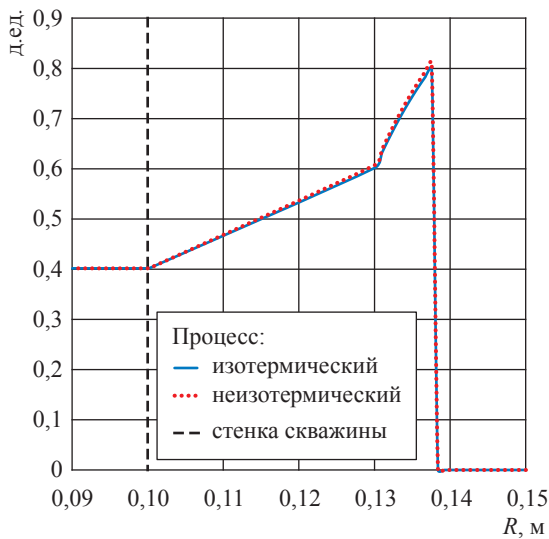


Рис. 20. Мольная доля метана в жидкой фазе

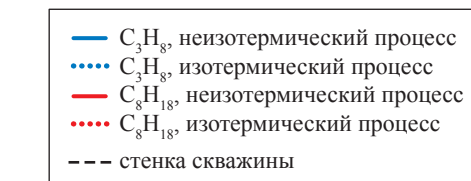
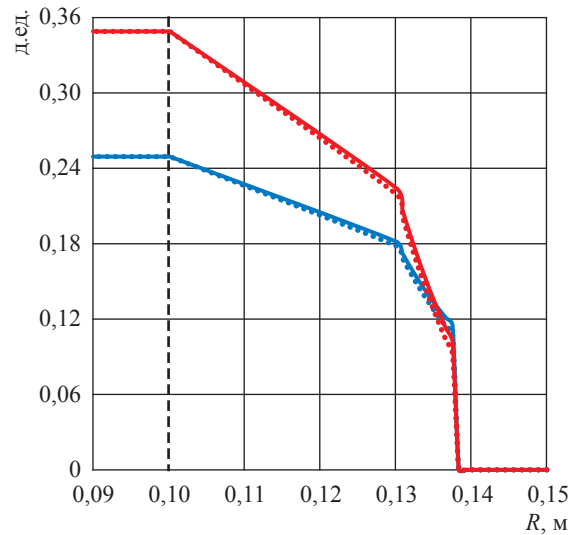


Рис. 21. Мольные доли компонентов в жидкой фазе

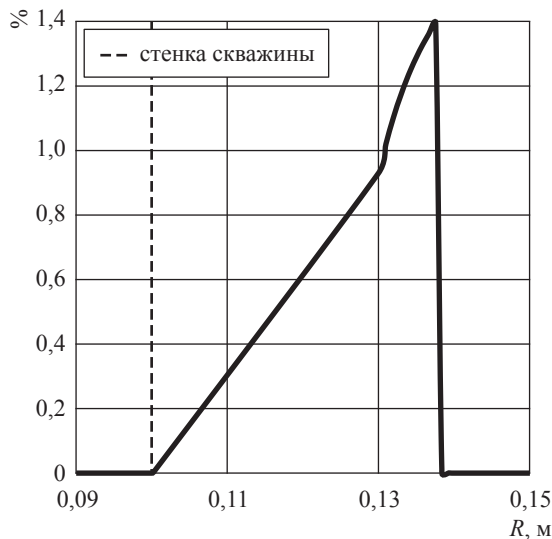


Рис. 22. Относительная погрешность расчета по изотермической модели для метана

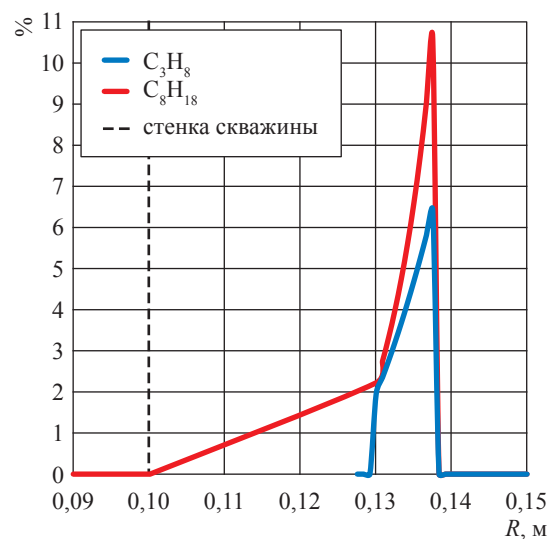


Рис. 23. Относительная погрешность расчета по изотермической модели

Как уже отмечалось, все полученные изменения термобарических параметров ПЗП, а также плотности фаз и компонентов фильтрующейся смеси происходят в непосредственной близости от скважины. При этом, как правило, в типовых расчетах принято пренебрегать изменением температурного поля в ПЗП.

Однако, как следует из решения задачи, изменение температуры может повлиять

на превращение одной фазы смеси в другую, причем доля этих фазовых изменений уже не является несущественной в условиях неизо-термической фильтрации по сравнению с изо-термическими условиями фильтрации. Кроме того, учет неизо-термичности смещает расчетное значение давления максимальной конденсации фильтрующейся углеводородной смеси: в данной задаче – в сторону его увеличения.

Эти выводы позволяют более детально и точно предсказывать режимы реальных течений пластовых флюидов в ПЗП.

\*\*\*

С практической точки зрения приведенное в работе решение задачи фильтрации и сравнение результатов расчета при изотермической фильтрации и в условиях изменения температуры в ПЗП актуальны при разработке и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Возможность уточненного численного расчета по предложенной математической модели позволяет прогнозировать характер и режимы фильтрационных процессов в ПЗП, а при совершении определенных технологических действий – управлять режимами добычи с целью изменения компонентоотдачи и повышения продуктивности скважины.

В статье приведен сравнительный анализ термобарических параметров углеводородной смеси, движущейся к несовершенной скважине через пористую среду в условиях изотермического процесса фильтрации и при изменении температуры фильтрующейся смеси в ПЗП. Также представлен сравнительный анализ фильтрационных параметров, вычислен коэффициент продуктивности скважины

и компонентный состав фаз при изотермическом и неизотермическом процессах фильтрации. В частности, показано, что допущение об изотермическом процессе фильтрации углеводородной смеси приводит к завышению значения коэффициента продуктивности скважины по сравнению с расчетом в условиях неизотермической фильтрации максимально на 7,8 %. Тот же порядок разницы на забое в случае изотермической и неизотермической фильтрации смеси имеют дебиты газовой и жидкой фаз, а также смеси в целом.

Таким образом, для повышения точности и надежности расчетов фильтрации в ПЗП многокомпонентных углеводородных смесей необходимо проводить расчеты с учетом изменения температуры в ПЗП в трехмерной постановке, так как в противном случае расчеты при допущении изотермического процесса фильтрации флюида в пористой среде могут привести к ошибкам при вычислении как насыщенности фазами ПЗП и долей компонентов в фазах смеси, поступающей к скважине, так и количества извлекаемого углеводородного сырья при подсчете величины извлекаемых запасов.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ 20-08-00052 А.*

### Список литературы

1. FlexPDE7 // PDE Solutions Inc. – <http://www.pdesolutions.com>
2. Сокотущенко В.Н. Исследование неравновесных изотермических фильтрационных течений углеводородной смеси в пористой среде / В.Н. Сокотущенко, Е.Б. Григорьев // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 93–106.
3. Булейко В.М. Поведение многокомпонентных углеводородных смесей в сверхкритической фазе / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, Е.Б. Григорьев и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 168–179.
4. Григорьев Б.А. Особенности фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором / Б.А. Григорьев, В.Н. Сокотущенко, И.С. Александров // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 225–236.
5. Григорьев Е.Б. Анализ фазового поведения газоконденсатной смеси при различных фильтрационных моделях пласта / Е.Б. Григорьев, В.В. Качалов, В.Н. Сокотущенко // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 188–196.

6. Юдин В.А. Теплоемкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки / В.А. Юдин, А.В. Королёв, И.В. Афанаскин и др. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 225 с.
7. Курбанов А.К. Исследование движения многокомпонентных смесей в пористой среде / А.К. Курбанов, М.Д. Розенберг, Ю.П. Желтов // Теория и практика добычи нефти: ежегодник ВНИИ. – М.: Недра, 1966. – С. 31–48.
8. Сокотущенко В.Н. Математическое и экспериментальное моделирование процессов фильтрации углеводородов в газоконденсатном пласте / В.Н. Сокотущенко // Вестник Международного университета природы, общества и человека «Дубна». Сер.: Естественные и инженерные науки. – 2018. – № 1 (38). – С. 32–38.
9. Григорьев Б.А. Математическое моделирование процессов изотермической фильтрации газоконденсатной смеси при различных режимах течения / Б.А. Григорьев, В.М. Зайченко, Д.А. Молчанов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. – 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 37–40.
10. Kachalov V.V. Mathematical modeling of gas-condensate mixture filtration in porous media taking into account non-equilibrium of phase transitions / V.V. Kachalov, D.A. Molchanov, V.M. Zaichenko, et al. // J. Phys. Conf. – 2016. – Т. 774. – № 1. – С. 012–043. – DOI:10.1088/1742-6596/774/1/012043.
11. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
12. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: МЭИ, 2007. – 344 с.
13. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства углеводородов нефти, газовых конденсатов, природного и сопутствующих газов: в 2-х т. / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров; под общ. ред. Б.А. Григорьева. – М.: МЭИ, 2019. – Т. 1. – 735 с.
14. Lemmon E.W. NIST standard reference database 23: reference fluid thermodynamic and transport properties – REFPROP, version 10.0 / E.W. Lemmon, M.L. Huber, M.O. McLinden. – Gaithersburg, USA: National Institute of Standards and Technology, 2018.
15. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем / Д.А. Эфрос. – М.: Гостехиздат, 1963.
16. Мустафаев В.В. Решение задачи о нестационарной фильтрации газированной жидкости в пористой среде / В.В. Мустафаев // Теория и практика разработки нефтяных месторождений: м-лы межвуз. конф. – Казань: Казан. ун-т, 1964. – С. 99–301.

## Effect of non-isothermal filtration of a hydrocarbon mixture in a bottom-hole area on productivity of a well

V.N. Sokotushchenko<sup>1,2\*</sup>, Ye.B. Grigoryev<sup>1,2</sup>, A.P. Fedoseyev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: sokotushchenko@mail.ru

**Abstract.** Within a framework of a 3D non-stationary statement of a problem on hydrocarbon mixture motion in a porous medium, authors studied an effect of non-isothermal filtration in a bottom-hole area on productivity of an imperfect well. As a model one, a ternary mixture of methane (mole fraction of 0,9268), propane (0,0632) and octane (0,01) was applied like a typical mixture for Chayanda, Kovykta and Bovanenkovо hydrocarbon fields.

Few characteristics were calculated, namely: the pressure, temperature and density fields for the fluid and gaseous phases and the mixture in general, varieties of a mixture component composition and a factor of well productivity in cases of isothermal and non-isothermal filtration. At that, the gas and liquid rates at well face differed depending on either isothermal, or non-isothermal filtration. In particular, authors showed that admission of the isothermal filtration of a hydrocarbon mixture in given thermobaric conditions made one overestimate a well productivity factor in comparison with calculations for non-isothermal filtration.

Herewith, the change of a temperature of the filtering mixture in the bottom-hole area produced phase transformations of the mixture at pressures of initial and maximal condensation, which differed from the correspondent values for isothermal filtration. So it changed component return and phase saturation, and could spoil assessment of field reserves.

Possibility of fine theoretical investigation of filtration flows of the multicomponent mixtures using the presented mathematical model will enable formulation of the prognostic recommendations concerning control of the filtration parameters in a bottom-hole area.

**Keywords:** hydrocarbon mixture, bottom-hole area, non-isothermal filtration, phase transitions, well productivity, component composition.

## References

1. FlexPDE7 [online]. In: *PDE Solutions Inc.* Available from: <http://www.pdesolutions.com>
2. GRIGORYEV, Ye.B., V.N. SOKOTUSHCHENKO. Studying non-equilibrium isothermal filtration flows of a hydrocarbon mixture in a porous medium [Issledovaniye neravnovesnykh izotermicheskikh filtratsionnykh techeniy uglevodorodnoy smesi v poristoy srede]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 93–106. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV1, Ye.B. GRIGORYEV1, V.N. SOKOTUSHCHENKO. Behavior of multicomponent hydrocarbon mixtures in the supercritical phase. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 170–181. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. GRIGORYEV, B.A., V.N. SOKOTUSHCHENKO, I.S. ALEKSANDROV. Specific phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensation factor [Osobennosti fazovogo povedeniya uglevodorodnykh smesey s nizkim kondensatnym faktorom]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 225–236. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. GRIGORYEV, Ye.B., V.V. KACHALOV, V.N. SOKOTUSHCHENKO. Analyzing phase behavior of a gas mixture for cases of various filtration core models [Analiz fazovogo povedeniya gazokondensatnoy smesi pri razlichnykh filtratsionnykh modelyakh plasta]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 188–196. ISSN 2306-9849. (Russ.).
6. YUDIN, V.A., A.V. KOROLEV, I.V. AFANASKIN, et al. *Heat capacity and heat conductivity of rocks and fluids from Bazhenovo suite – initial data for numeric simulation of thermal mining techniques* [Teployemkost i teploprovodnost porod i fluidov bazhenovskoy svity – iskhodnyye dannyye dlya chislenogo modelirovaniya teplovykh sposobov razrabotki]. Moscow: Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences, 2015. (Russ.).
7. KURBANOV, A.K., M.D. ROZENBERG, Yu.P. ZHELTOV. Study of multicomponent mixtures travel in a porous medium [Issledovaniye dvizheniya mnogokomponentnykh smesey v poristoy srede]. In: *Theory and practice of oil production* [Teoriya i praktika dobychi nefi]: annual collected bk. of the All-Union Oil-Gas Scientific Research Institute “VNII”. Moscow: Nedra, 1966, pp. 31–48. (Russ.).
8. SOKOTUSHCHENKO, V.N. Mathematical and experimental modelling of hydrocarbons filtration in a gas-condensate layer [Matematicheskoye i eksperimentalnoye modelirovaniye protsessov filtratsii uglevodorodov v gazokondensatnom plaste]. *Vestnik Mezhdunarodnogo universiteta prirody, obshchestva i cheloveka “Dubna”*. Series: *Yestestvennyye i Inzhenernyye Nauki*, 2018, no. 1(38), pp. 32–38. ISSN 1818-0744. (Russ.).
9. GRIGORYEV, B.A., V.M. ZAYCHENKO, D.A. MOLCHANOV, et al. Math simulation of gascondensate mixture isothermal filtering for different flow patterns [Matematicheskoye modelirovaniye protsessov izotermicheskoy filtratsii gazokondensatnoy smesi pri razlichnykh rezhimov techeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 4 (28): Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems, pp. 37–40. ISSN 2306-9849. (Russ.).
10. KACHALOV, V.V., D.A. MOLCHANOV, V.M. ZAICHENKO, et al. Mathematical modeling of gas-condensate mixture filtration in porous media taking into account non-equilibrium of phase transitions. *J. Phys. Conf.*, 2016, vol. 774, no. 1, pp. 012–043. ISSN 1742-6588. DOI:10.1088/1742-6596/774/1/012043.
11. BASNIYEV, K.S., I.N. KOCHINA, V.M. MAKSIMOV. *Subsoil hydromechanics* [Podzemnaya gidromekhanika]: textbook for higher school. Moscow: Nedra, 1993. (Russ.).
12. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, G.A. LANCHAKOV. *Thermal physical properties and phase equilibriums of gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva i fazovyye ravnovesiya gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: MPEI, 2007. (Russ.).

13. GRIGORYEV, B.A. (ed.), A.A. GERASIMOV, I.S. ALEKSANDROV. *Thermal physical properties of hydrocarbons related to oil, gas condensates, natural and fossil gases* [Теплофизические свойства углеводородов нефти, газовых конденсатов, природного и сопутствующих газов]: in 2 vols. Moscow: MPEI, 2019, vol. 1. (Russ.).
14. LEMMON, E.W., M.L. HUBER, M.O. McLINDEN. *NIST standard reference database 23: reference fluid thermodynamic and transport properties – REFPROP, version 10.0*. Gaithersburg, USA: National Institute of Standards and Technology, 2018.
15. EFROS, D.A. *Study of filtration of heterogeneous systems* [Исследование фильтрации неоднородных систем]. Moscow: Gostekhizdat, 1963. (Russ.).
16. MUSTAFAYEV, V.V. Solving a problem of unsteady filtration of a gassy fluid in a porous medium [Решение задачи о нестационарной фильтрации газированной жидкости в пористой среде]. In: *Theory and practice in development of oil fields* [Теория и практика разработки нефтяных месторождений]: proceedings of the Interuniversity conference. Kazan, Kazan University, 1964, pp. 99–301. (Russ.).



УДК 621.5

## Разработка регулирующей арматуры с использованием принципа вихревого течения рабочей среды

А.Ю. Усс<sup>1\*</sup>, А.С. Пугачук<sup>1,2</sup>, А.В. Чернышев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> МГТУ им. Н.Э. Баумана, Российская Федерация, 105005, г. Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1

<sup>2</sup> Объединенный институт высоких температур РАН, Российская Федерация, 125412, г. Москва, ул. Ижорская, д. 13, стр. 2

\* E-mail: uss25.ru@mail.ru

**Тезисы.** Статья содержит обзор и анализ современных исследований в области разработки вихревых струйных устройств, которые применяются в качестве регулирующей арматуры и используют принцип вихревого течения рабочей среды. Рассматриваются устройства регулирования давления и расхода без механически подвижных частей, описан принцип их работы. Обосновывается использование вихревого струйного устройства в качестве исполнительного органа в регуляторах давления или расхода рабочей среды.

В настоящее время во многих областях практической деятельности человека широко используются устройства, предназначенные для управления потоком рабочей среды (РС). Под РС понимаются сжимаемые и несжимаемые ньютоновские вязкие жидкости. Такой класс устройств принято называть запорно-регулирующими (ЗРУ). К ЗРУ относятся: клапаны, вентили, задвижки, поворотные заслонки, регуляторы давления или расхода РС и т.д. Наиболее сложными в проектировании из перечисленных устройств являются регуляторы давления. Принцип действия регуляторов давления основан на процессе дросселировании РС. Поддержание заданного выходного давления в допустимом диапазоне изменения входного давления и расхода на выходе обеспечивается за счет изменения площади дроссельного сечения в клапанном узле. Аналогично любому автоматическому устройству регулятор давления состоит из таких основных элементов, как измерительное устройство, задающее устройство, исполнительный механизм и линия обратной связи. Подобные регуляторы давления РС относятся к типу механических.

Регуляторы давления РС во многом определяют надежность и безотказность работы пневмогидравлических систем, в составе которых функционируют. Прежде всего, это объясняется наличием элементов, движущихся с большими скоростями и соударяющихся с деталями и узлами конструкции. Подвижные элементы регуляторов давления РС подвержены воздействию нелинейных газостатических и газодинамических нагрузок, что в совокупности с действием сил со стороны упругих элементов часто вводит их в режим автоколебаний. Кроме того, такие элементы регуляторов давления РС, как клапанные узлы, находятся во взаимодействии с потоком рабочего тела, имеющим высокую скорость, под воздействием которого возможно частичное, а в некоторых случаях полное разрушение уплотнительного элемента. В малорасходных регуляторах давления высота подъема клапанного узла в процессе регулирования выходного давления или расхода газа может находиться в диапазоне от нескольких микрометров до нескольких десятых долей миллиметра, что вызывает необходимость высокой степени очистки рабочего тела. Использование механических регуляторов давления в системах с загрязненными, агрессивными и/или высокотемпературными средами крайне затруднено, а часто и просто невозможно.

Повысить надежность работы ЗРУ можно за счет создания конструкций без подвижных элементов, принцип работы которых основан исключительно на газодинамических эффектах, таких как эффект Коанда, турбулизация потока РС, а также вихревое течение РС. Устройства, в которых для регулирования давления применяются перечисленные процессы и эффекты, называются вихревыми струйными устройствами

**Ключевые слова:** ограничитель притока нефти, запорно-регулирующие устройства, вихревое струйное устройство, регулятор давления, регулятор расхода, вихревой клапан.

(ВСУ) и могут использоваться в качестве исполнительного устройства. Известны множество схем вихревых регуляторов давления РС [1, 2] (рис. 1).

Принцип работы ВСУ заключается в следующем: поток питания поступает в канал 2, затем в вихревую камеру 3, заполняет ее и проходит к выходному патрубку 4. При необходимости понизить давление/расход в выходном патрубке 4 необходимо подать вспомогательный поток – поток управления в канал управления 1. В результате взаимодействия питающей и управляющей струй происходит их слияние так, что масса результирующей струи представляет сумму масс отдельных струй. Направление результирующего потока определяется геометрической суммой количеств движений соударяющихся потоков.

Уравнение, описывающее отклонение результирующего потока, можно представить в следующем виде:

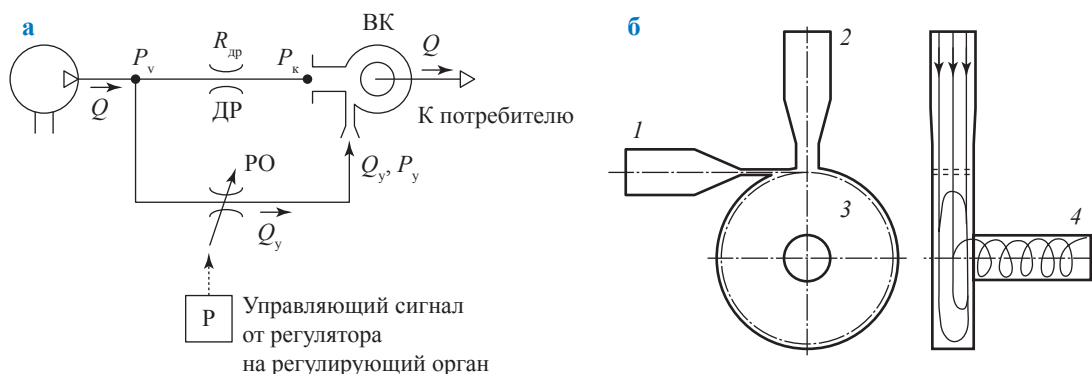
$$\alpha = \eta \operatorname{arctg} \frac{\frac{I_1}{I_0} \sin \beta}{1 + \frac{I_1}{I_0} \cos \beta},$$

где  $\alpha$  – угол отклонения питающего потока [3];  $\beta$  – угол между осями питающего и управляющего каналов [3];  $I_1 = F_1 v_1^2 Q$ ,  $I_0 = F_0 v_0^2 Q$  – импульсы силы управляющего и питающего потоков соответственно (где  $F_1$  и  $F_0$  – площади проходного сечения каналов управления и питания соответственно;  $v_1$  и  $v_0$  – скорости потока в каналах управления и питания соответственно) [3];

$\eta$  – коэффициент отклонения результирующей струи от первоначального направления струи питания (известно, что для вихревых регуляторов, имеющих каналы с круглым проходным сечением,  $\eta \approx 0,8$ ). Формула основана на предположении постоянства статического давления в поле взаимодействия струй и равномерного распределения скоростей по сечению в каналах питания и в результирующей струе.

После взаимодействия питающего и управляющего потоков результирующий поток под действием эффекта Коанда прилипает к цилиндрической стенке вихревой камеры. В результате этого в камере образуется вихревое течение РС. Основная идея понижения давления в выходном патрубке заключается в создании существенного гидравлического сопротивления при спиральном движении РС от периферии вихревой камеры к центру. Сопротивление осуществляется за счет вихревого течения, в результате которого образуется поле центробежных сил, действующих на вращающуюся массу РС. Под действием центробежных сил РС отбрасывается на периферию вихревой камеры. В результате этого создается перепад давления: в центре вихря – пониженное давление; на периферии вихря – повышенное давление. В тот момент, когда на периферии вихревой камеры давление станет равным давлению в канале питания, расход из канала питания прекращается. Такой эффект называется эффектом запирания потока питания в ВСУ.

Исходя из принципа работы ВСУ можем сделать вывод о том, что основное назначение



**Рис. 1. Схема включения (а) и чертеж (б) ВСУ (вихревого клапана) регулятора давления без подвижных элементов:** РО – регулирующий орган;  $P$  – давление на входе ВСУ;  $Q$  – поток газа, подаваемого компрессором;  $P_v$  – давление в точке разделения потоков (давление управления);  $R_{др}$  – механическое сопротивление потоку, создаваемое дросселем (ДР);  $Q_y$  – поток управления с давлением  $P_y$ ;  $P_k$  – давление на входе канала питания вихревой камеры (ВК);  $P$  – регулятор; 1 – канал управления; 2 – канал питания; 3 – вихревая камера; 4 – выходной патрубок

потока управления – отклонить поток питания на  $90^\circ$  для образования в вихревой камере ВСУ вихревого течения РС. Анализ формулы отклонения результирующего потока приводит к выводу, что для отклонения потока питания поток управления должен иметь больший импульс силы по сравнению с импульсом потока питания. Конструктивно отклонение потока питания обеспечивается следующим образом:

1) проектированием проходного сечения канала управления меньшим, чем проходное сечение канала питания, при этом необходимо увеличить давление в канале управления для повышения импульса силы потока управления;

2) проектированием управляющего и питающего каналов с равными проходными сечениями, при этом давление и расход в канале управления остаются равными давлению и расходу в канале питания. В данной конфигурации эффект запираания невозможен, а ВСУ будет выступать в качестве вихревого дросселя.

Разработка регулятора давления/расхода РС заключается в обоснованном выборе следующих устройств: 1) ВСУ, позволяющего изменять давление или расход РС; 2) чувствительного элемента (ЧЭ), позволяющего сравнивать давление на выходе и давление настройки (ЧЭ может быть выполнен в виде струйного элемента); 3) задающего элемента (ЗЭ), позволяющего настраивать систему на заданный диапазон выходных параметров [1]. ЧЭ и ЗЭ могут быть объединены в одно устройство, реализованное на элементах струйной техники. Согласно изложенным фактам просматривается аналогия между механическими и струйными регуляторами давления газа.

ВСУ могут быть использованы для управления термодинамическими параметрами высокоэнергетических потоков РС, к которым относят высокоэнthalпийные потоки РС, а также потоки РС, имеющие высокий расход. Представленную на рис. 1а схему можно использовать для управления расходом газа в газопроводе, спроектированном на большие условные диаметры проходных сечений (УДПС). Использование существующих регулирующих устройств, спроектированных в расчете на большие УДПС, является проблематичным и требует высоких эксплуатационных затрат.

Управление расходом РС при помощи ВСУ (см. рис. 1а) основано на следующих принципах: в связи с тем что давление потока питания должно быть меньше давления потока

управления, основной поток газа проходит через дроссель постоянного сечения (дроссельную шайбу) и затем поступает в канал питания ВСУ; поток управления, имеющий большее давление, чем поток питания, но меньший расход РС, регулируется при помощи ЗРУ, спроектированного для малого УДПС; основная идея заключается в управлении большим расходом РС при помощи малого.

Актуальность создания регулирующих устройств по принципу вихревого течения РС подтверждается существованием аналогичных разработок в других областях техники. Рассмотрим наиболее значимые разработки, применяемые в нефтегазовой отрасли.

Известно, что в процессе нефтедобычи со временем происходит истощение нефтедобывающего пласта и возможен прорыв воды и попутного нефтяного газа (ПНГ), способный вывести из строя дорогостоящее насосное оборудование. Для того чтобы ограничить прорыв воды и ПНГ на внешней поверхности нефтедобывающего трубопровода устанавливаются ограничители притока нефти, свободно пропускающие нефть, но создающие существенное гидравлическое сопротивление воде и ПНГ. На сегодняшний день известны ограничители притока нефти с механическими подвижными частями (это, например, тарель и седло), работающими по принципу клапанного узла [4]. Однако американской транснациональной корпорацией Halliburton разработаны ограничители притока нефти без механических подвижных частей (рис. 2, 3), основанные на вихревом течении РС [5].

Вихревой ограничитель притока нефти (см. рис. 2б) состоит из входного патрубка, тангенциального сопла, радиальных каналов, вихревой камеры, выходного патрубка. Принцип его работы основан на взаимодействии потоков нефти и воды либо ПНГ, обладающих различной вязкостью. Энергия потока нефти, имеющего большую вязкость по сравнению с водой, за счет сил вязкого трения диссипатируется, и поток нефти движется в выходной патрубке преимущественно в радиальном направлении (см. рис. 3а), испытывая минимальное гидравлическое сопротивление. Поток воды, имеющий меньшую вязкость по сравнению с нефтью, имеет большую дальнобойность<sup>1</sup> и движется

<sup>1</sup> Дальнобойность – это расстояние от места истечения струи до места, где скорость струи сравнивается со скоростью окружающей РС.

преимущественно в тангенциальном направлении (см. рис. 3б), тем самым образуя в вихревой камере вихревое течение РС и, как следствие, уменьшая расход на выходе из вихревого ограничителя притока нефти.

Подобными разработками занимаются и в Китае. Так, компанией Ruifeng Petrotech предложен аналогичный вихревой ограничитель притока нефти Vortex AICD (рис. 4), а также методика расчета и оптимизации [6] проточной полости (см. рис. 4б,в).

Норвежская фирма Turphonix затратила на разработку вихревого клапана (рис. 5) порядка 12 млн долларов, спонсорами стали фирмы Shell, Statoil, Eni, Total, ConocoPhillips, GDF Suez, Mokveld и Исследовательский совет Норвегии [7]. Дросселирующий элемент выполнен в виде перфорированного цилиндра с тангенциально направленными каналами, внутри которого перемещается золотник, перекрывая и открывая отверстия и соответственно уменьшая или увеличивая площадь

дросселирующего сечения. В результате образования вихревого течения происходит диссипация энергии в проточной полости клапана (см. рис. 5б), тем самым уменьшается расход на выходе. С целью устранения закрутки потока после клапана установлен выпрямитель потока.

Система клапанов Turphoon разработана для разрушения капель и эмульгирования масла и воды. В течение нескольких лет экспериментальных исследований система клапанов Turphoon показала значительную эффективность разделения потоков нефти и воды, что подтверждает надежность конструкции с использованием вихревого течения РС. По мнению производителя, система клапанов Turphoon заменяет как обычную заслонку, так и регулирующие клапаны. Благодаря более плавному снижению давления Turphoon улучшает разделение масла и воды. Результаты различных испытаний и полевых установок показывают, что улучшение производительности наблюдается

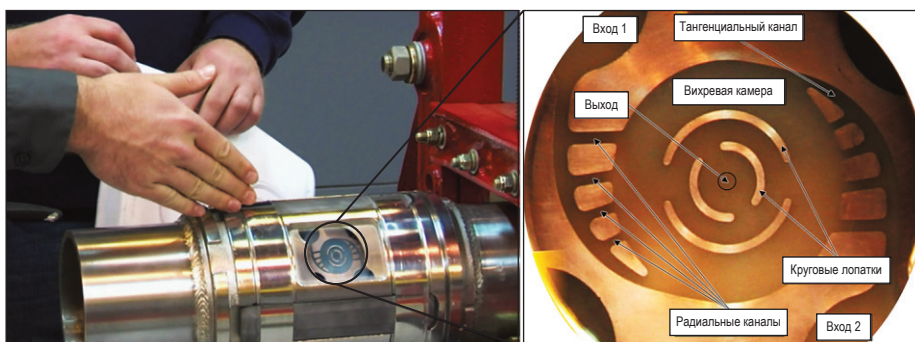


Рис. 2. Вихревой ограничитель притока нефти фирмы Halliburton

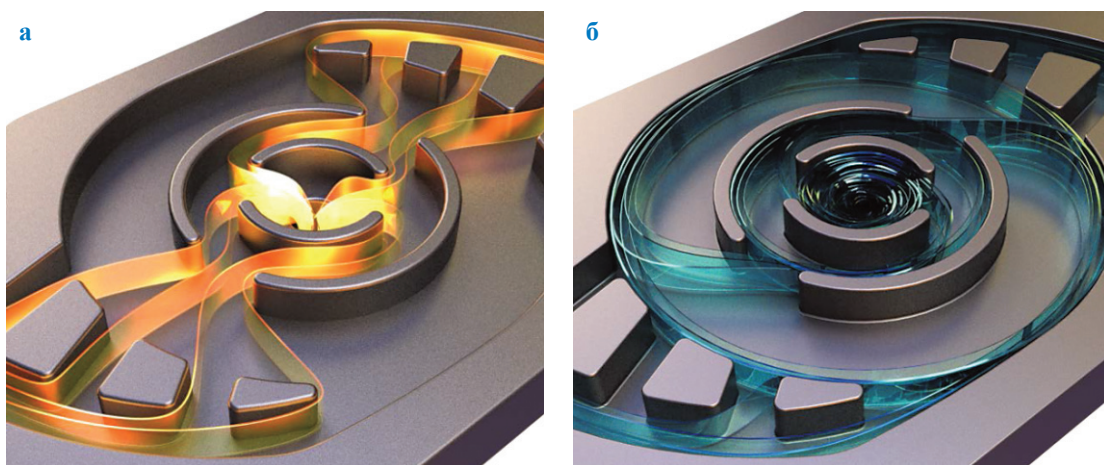
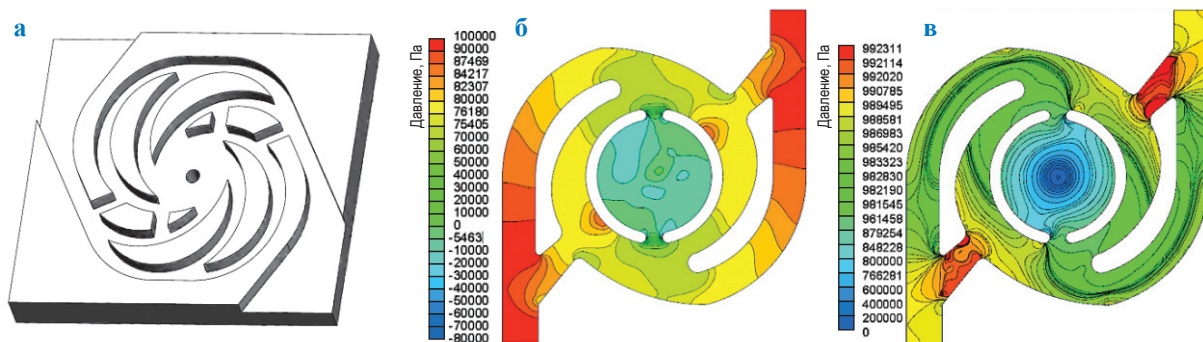
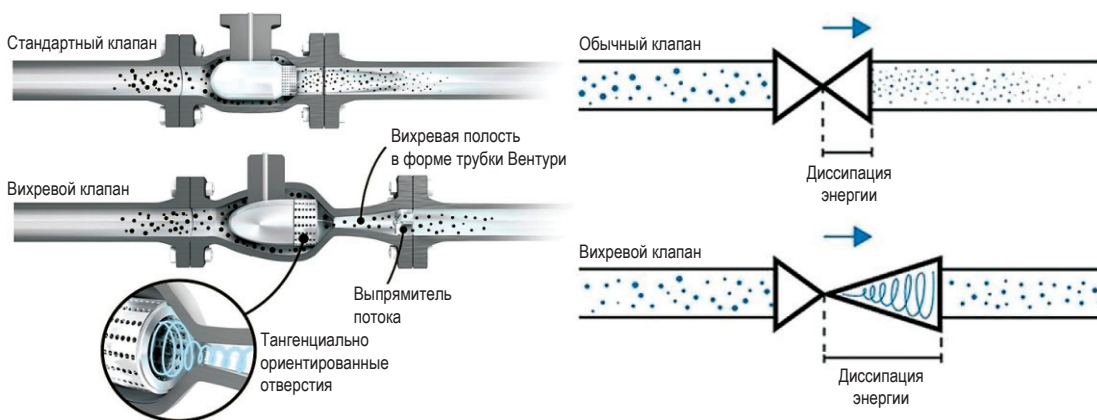


Рис. 3. Схема вихревого ограничителя притока нефти: а – отсутствие вихревого течения РС, движение нефти преимущественно в радиальном направлении; б – наличие вихревого течения РС, движение воды преимущественно в тангенциальном направлении



**Рис. 4. Вихревой ограничитель притока нефти Vortex AICD компании Ruifeng Petrotec: а – внешний вид; б, в – распределение поля давления в проточной полости вихревого ограничителя притока нефти при использовании воды (б) или нефти (в) в качестве РС**



**Рис. 5. Вихревой клапан фирмы Turphonix: принцип работы**

в широком диапазоне условий процесса и составов РС [8].

Опубликованные ранее [9–11] математические зависимости выходных параметров вихревого клапана – давления и расхода – от параметров управления (давления и расхода в канале управления), а также термодинамических параметров от параметров проточной полости (диаметра и ширины вихревой камеры, геометрических параметров каналов питания и управления, их числа и расположения) основывались на эмпирических зависимостях, т.е. на данных экспериментальных исследований, что на практике может быть применимо лишь в узком диапазоне термодинамических параметров РС и на начальном этапе расчета подобных конструкций.

Авторы настоящей статьи изучили современное состояние вопроса, а именно: выполнили патентный поиск ВСУ и обзор соответствующей научно-технической литературы, проанализировали существующие конструкции вихревых клапанов с выявлением

их достоинств и недостатков, провели численное исследование газодинамических процессов в проточной полости ВСУ в распределенных газодинамических параметрах, исследование эффекта запирания питающего канала, а также серию экспериментальных исследований и верификацию математической модели рабочего процесса [12–16].

\*\*\*

Выполненное математическое моделирование и расчетно-теоретические исследования позволили получить полное представление о рабочих процессах в проточной полости ВСУ. Широкое применение в конструкции регуливающей арматуры принципа вихревого течения РС (ограничители притока нефти, вихревой клапан для управления водой с примесью нефти) подтверждает правомочность использования этих устройств для решения технических задач.

Анализ технических решений показал преимущества ВСУ (высокую надежность,

возможность работы с различными РС, в том числе РС с абразивными включениями, низкую стоимость изготовления и эксплуатации, невосприимчивость к радиационному воздействию

и воздействию электромагнитных полей), в силу чего рекомендуется использовать ВСУ в качестве исполнительного органа в регуляторах давления или расхода РС.

### Список литературы

1. Goldschmied F.R. Hydraulic axisymmetric focused-jet diverters with pneumatic control: NASA TM X-53554 / F.R. Goldschmied, M.A. Kalange. – Huntsville, Alabama: NASA Marshall Space Flight Center, 1966. – 247 с.
2. Гусенцова Я. А. Вихревые устройства в системах вентиляции / Я.А. Гусенцова, Е.А. Иващенко, А.А. Коваленко и др. – Луганск: Восточноукр. нац. ун-т им. В. Даля, 2006. – 296 с.
3. Бугаенко В.Ф. Пневмоавтоматика ракетно-космических систем / В.Ф. Бугаенко; под ред. В.С. Будника. – М.: Машиностроение, 1979. – 168 с.
4. Mnejja M.A Technical feasibility and economic benefit of using AICDs in horizontal well completions of a North Sea field: master's thesis / Mokhles Mnejja. – Leoben: Montanuniversität Leoben, 2015.
5. Luzan Ch.F., de. Computational study of the velocity fields and pressure differential in a Reynolds-number-sensitive fluidic resistor / Charles Farbos de Luzan, Rodrigo Villalva, Ephraim Gutmark // Flow, Turbulence and Combustion. – 2019. – Т. 102. – С. 221–234. – DOI:10.1007/S10494-018-9952-0.
6. Zhang F. A novel automatic phase selection device: design and optimization / Feng Zhang, Haitao Li, Na Li, et al. // IOP Conference series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Т. 108. – № 3. – DOI:10.1088/1755-1315/108/3/032021. – <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/108/3/032021/pdf>
7. Low-shear valve wins SME Innovation Award // The Norwegian American [электрон. ресурс]. – <https://www.norwegianamerican.com/low-shear-valve-wins-sme-innovation-award>
8. Award winning TYPHOON valve systems // Typhonix clear production [электрон. ресурс]. – <https://www.typhonix.com/technology-and-products/low-shear-typhoon-valve-systems>
9. Залманзон Л.А. Теория элементов пневмоники / Л.А. Залманзон. – М.: Наука, 1969. – 508 с.
10. Лебедев И.В. Элементы струйной автоматики / И.В. Лебедев, С.Л. Трескунов, В.С. Яковенко. – М.: Машиностроение, 1973. – С. 289–314.
11. Исследование и расчет струйных элементов и цепей систем автоматического регулирования: сб. статей / под. ред. Д.Н. Попова. – М.: МВТУ им. Н.Э. Баумана, 1977. – 79 с. – (Труды МВТУ. – № 244).
12. Uss A.Yu. The development of the vortex gas pressure regulator / A.Yu. Uss, A.V. Chernyshev // Procedia Engineering. – 2016. – Т. 152. – С. 380–388.
13. Uss A.Yu. Development of gas pressure vortex regulator / A.Yu. Uss, A.V. Chernyshyov, V.I. Krylov // AIP Conference Proceedings. – 2017. – Т. 1876. – С. 020025. – DOI: 10.1063/1.4998845.
14. Uss A.Yu. Development of the calculation method and designing of a vortex jet device for gas flow regulation purposes / A.Yu. Uss, N.V. Atamasov, A.V. Chernyshev // AIP Conference Proceedings. – 2019. – Т. 2141. – С. 030028. – DOI: 10.1063/1.5122078.
15. Belova O.V. Vortex gas pressure regulator / O.V. Belova, A.A. Starodubcev, A.V. Chernyshev // Engineering Journal: Science and Innovation. – 2013. – Т. 5. – DOI: 10.18698/2308-6033-2013-5-760
16. Белова О.В. Вихревой регулятор давления газа / О.В. Белова, А.А. Стародубцев, А.В. Чернышев [электрон. ресурс]. – <http://engjournal.ru/articles/760/760.pdf>

## Development of control valves on the principle of a vortex fluid flow

A.Yu. Uss<sup>1\*</sup>, A.S. Pugachuk<sup>1,2</sup>, A.V. Chernyshev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Bauman Moscow State Technical University, Bld. 1, Est. 5, 2<sup>nd</sup> Baumanskaya street, Moscow, 105005, Russian Federation

<sup>2</sup> Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Bld. 2, Est. 13, Izhorskaya street, Moscow, 125412, Russian Federation

\* E-mail: uss25.ru@mail.ru

**Abstract.** This article reviews and analyses the state-of-art designs of vortex jet devices, which are used to be applied as control valves and operate on the principles of vortex flowing of a working medium. Authors examine pressure and flow rate valves without mechanically moving details, and describe their operational schemes. They substantiate application of a vortex jet device as an executive element of a pressure valve or a flow rate valve.

**Keywords:** vortex amplifier, optimization, swirl chamber, gas flow regulation, fluidics, Halliburton EquiFlow, vortex AICD.

### References

1. GOLDSCHMIED, F.R., M.A. KALANGE. *Hydraulic axisymmetric focused-jet diverters with pneumatic control: NASA TM X-53554*. Huntsville, Alabama: NASA Marshall Space Flight Center, 1966.
2. GUSENTOVA, Ya.A., S.V. PODLESNAYA, Ye.A. IVASHCHENKO, et al. *Vortex devices in ventilation systems* [Vikhrevyye ustroystva v sistemakh ventillyatsii]. Lugansk: East-Ukrainian National University named after Vladimir Dal, 2006. (Russ.).
3. BUGAYENKO, V.F. *Pneumatic automation of space rocket systems* [Pnevmoavtomatika raketno-kosmicheskikh sistem]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1979. (Russ.).
4. MNEJJA, M.A. *Technical feasibility and economic benefit of using AICDs in horizontal well completions of a North Sea field*. Master's thesis. Leoben: Montanuniversität Leoben, 2015.
5. LUZAN, Ch.F., de., R. VILLALVA, E. GUTMARK. Computational study of the velocity fields and pressure differential in a Reynolds-number-sensitive fluidic resistor. *Flow, Turbulence and Combustion*, 2019, vol. 102, pp. 221–234. ISSN 1386-6184. DOI:10.1007/S10494-018-9952-0.
6. ZHANG, F., H. LI, N. LI, et al. A novel automatic phase selection device: design and optimization [online]. *IOP Conference series: Earth and Environmental Science*, 2018, vol. 108, no. 3. DOI:10.1088/1755-1315/108/3/032021. Available from: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/108/3/032021/pdf>
7. Low-shear valve wins SME Innovation Award [online]. In: *The Norwegian American*. Available from: <https://www.norwegianamerican.com/low-shear-valve-wins-sme-innovation-award>
8. Award winning TYPHOON valve systems [online]. In: *Typhonix clear production*. Available from: <https://www.typhonix.com/technology-and-products/low-shear-typhoon-valve-systems>
9. ZALMANZON, L.A. *Pneumatic elements theory* [Teoriya elementov pnevmoniki]. Moscow: Nauka, 1969. (Russ.).
10. LEBEDEV, I.V., S.L. TRESKUNOV, V.S. YAKOVENKO. *Elements of jet automation* [Elementy struynoy avtomatiki]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1973, pp. 289–314. (Russ.).
11. POPOV, D.N. (ed.). Research and calculation of inkjet elements and chains of automatic control systems [Issledovaniye i raschet struynykh elementov i tsepey system avtomaticheskogo regulirovaniya]: collected bk. Series: *Trudy MVTU*, Moscow: Bauman University, 1977, no. 244. (Russ.).
12. USS, A.Yu., A.V. CHERNYSHEV. The development of the vortex gas pressure regulator. *Procedia Engineering*, 2016, vol. 152, pp. 380–388. ISSN 1877-7058. (Russ.).
13. USS, A.Yu., A.V. CHERNYSHYOV, V.I. KRYLOV. Development of gas pressure vortex regulator/ In: *AIP Conference Proceedings*, no. 2017, vol. 1876, p. 020025. DOI: 10.1063/1.4998845.
14. USS, A.Yu., N.V. ATAMASOV, A.V. CHERNYSHEV. Development of the calculation method and designing of a vortex jet device for gas flow regulation purposes. In: *AIP Conference Proceedings*, 2019, vol. 2141, p. 030028. DOI: 10.1063/1.5122078.
15. BELOVA, O.V., A.A. STARODUBCEV, A.V. CHERNYSHEV. Vortex gas pressure regulator. *Engineering Journal: Science and Innovation*, 2013, vol. 5. ISSN 2305-5626. DOI: 10.18698/2308-6033-2013-5-760
16. BELOVA, O.V., A.A. STARODUBCEV, A.V. CHERNYSHEV. *Vortex gas pressure regulator* [Vikhrevoy regulyator davleniya gaza] [online]. Available from: <http://engjournal.ru/articles/760/760.pdf> (Russ.).

## Сведения об авторах

<i>Абакумов Анатолий Ильич</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник ФГУП «РФЯЦ ВНИИЭФ». Тел.: +7(910)892-70-82. E-mail: abakumov@vniief.ru
<i>Адмакин Максим Михайлович</i>	начальник отдела АО «Газпром оргэнергогаз». Тел.: +7(812)455-19-86. E-mail: lenoeg.admakin@oeg.gazprom.ru
<i>Алиев Мехрали Мирзали оглы</i>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа Альметьевского государственного нефтяного института. Тел.: +7(8553)31-01-57. E-mail: mmaliev@gambler.ru
<i>Арабей Андрей Борисович</i>	к.т.н., главный научный сотрудник Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-88. E-mail: A_Arabey@vniigaz.gazprom.ru
<i>Башиурин Виктор Павлович</i>	к.ф.-м.н., заместитель начальника Научно-технического отдела ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ». Тел.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru
<i>Бирилло Игорь Николаевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Большев Константин Николаевич</i>	к.т.н., заведующий Отделом тепломассообменных процессов ИФТПС СО РАН. Тел.: +7(411-2)39-06-00. E-mail: administration@iptpn.ysn.ru
<i>Васенин Алексей Борисович</i>	инженер-проектировщик 1 категории ПАО «Гипрогазцентр». Тел.: +7(904)909-08-00. E-mail: alexbob@yandex.ru
<i>Великоднев Валерий Яковлевич</i>	д.т.н., технический директор ООО «Центр экспертизы трубопроводных систем и инжиниринга». Тел.: +7(495)988-77-46. E-mail: velikodnev@cepse.ru
<i>Войдер Кирилл Александрович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории соединительных деталей и трубных конструкций Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-88. E-mail: K_Voyder@vniigaz.gazprom.ru
<i>Володин Павел Анатольевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения проектирования газопроводов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: P_Volodin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Галеркин Юрий Борисович</i>	д.т.н., профессор, главный инженер проекта в Центре национальной технологической инициативы «Новые производственные технологии» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Тел.: +7(812)552-64-37. E-mail: yuri_galerkin@mail.ru
<i>Гизатуллин Антон Бильгужарович</i>	начальник Управления новых видов продукции Технической дирекции ПАО «Челябинский трубопрокатный завод». Тел.: +7(351)259-08-25. E-mail: anton.gizatullin@chelpipegroup.com



<i>Глебов Александр Георгиевич</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Национального исследовательского технологического университета «МИСиС». Тел.: +7(916)913-81-31. E-mail: a.glebov74@mail.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., заместитель начальника Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ведущий научный сотрудник РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Данилов Александр Геннадьевич</i>	старший научный сотрудник ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ». Тел.: +7(83130)2-05-95. E-mail: press@dc.vniief.ru
<i>Дроздов Александр Александрович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Научно-исследовательской лаборатории «Газовая динамика турбомашин» ОНТИ Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Тел.: +7(812)552-64-37. E-mail: a_drozdi@mail.ru
<i>Еникеева Светлана Рашидовна</i>	к.ф.-м.н., доцент кафедры высшей математики Казанского национального исследовательского технологического университета. Тел.: +7(919)622-08-83. E-mail: enikeeva.svetlana@mail.ru
<i>Ефимов Василий Моисеевич</i>	замдиректора по развитию и инновациям ИФТПС СО РАН. Тел.: +7(411-2)39-06-00. E-mail: administration@iptpn.ysn.ru
<i>Жигалов Владимир Иванович</i>	к.ф.-м.н., д.э.н., главный научный сотрудник, советник при дирекции ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ». Тел.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru
<i>Зайцев Сергей Павлович</i>	начальник управления Альметьевского линейного производственного управления магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Казань», сотрудник Альметьевского государственного нефтяного института. Тел.: +7(8553)44-06-69. E-mail: alpung@tattg.gazprom.ru
<i>Каверин Александр Александрович</i>	начальник Лаборатории предиктивного моделирования поврежденности линейно-протяженных и площадных объектов ЕСГ Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-88. E-mail: A_Kaverin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Каленский Виктор Сергеевич</i>	начальник Службы диагностики и анализа технического состояния газораспределительной сети АО «Мосгаз». Тел.: +7(800)700-71-04. E-mail: KalenskiyVS@mos-gaz.ru
<i>Кантюков Рафаэль Равкатович</i>	к.т.н., заместитель генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по науке. Тел.: +7(498)657-96-69. E-mail: R_Kantyukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Капуткин Дмитрий Ефимович</i>	д.т.н., доцент, профессор Московского государственного технического университета гражданской авиации. Тел.: +7(985)983-77-10. E-mail: kaputkin@mail.ru
<i>Капуткина Людмила Михайловна</i>	д.ф.-м.н., профессор, ведущий эксперт Национального исследовательского технологического университета «МИСиС». Тел.: +7(495)456-41-27. E-mail: kaputkina@mail.ru

<i>Кибкало Алексей Алексеевич</i>	к.ф.-м.н., д.э.н., начальник Научно-технического отдела ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ». Тел.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru
<i>Кольцова Валерия Всеволодовна</i>	ведущий инженер АО «Газпром оргэнергогаз». Тел.: +7(812)455-19-86. E-mail: lenoeg.koltsova@oeg.gazprom.ru
<i>Костюков Валентин Ефимович</i>	д.т.н., профессор, генеральный директор ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ». Тел.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru
<i>Крюков Олег Викторович</i>	д.т.н., доцент, главный научный сотрудник Лаборатории предиктивного моделирования поврежденности линейно-протяженных и площадных объектов ЕСГ Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-88. E-mail: O_Kryukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузьбожев Александр Сергеевич</i>	д.т.н., профессор, начальник Отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузьбожев Павел Александрович</i>	к.т.н., научный сотрудник Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Курбангалеев Артур Аскарлович</i>	к.т.н., старший преподаватель кафедры теоретической механики и сопротивления материалов Казанского национального исследовательского технологического университета. Тел.: +7(905)310-24-02. E-mail: arturkurbangaleev@rambler.ru
<i>Куркин Алексей Сергеевич</i>	д.т.н., профессор МГТУ им. Н.Э. Баумана. Тел.: +7(916)247-81-30. E-mail: ackurkin@mail.ru
<i>Лившиц Семен Александрович</i>	к.т.н., доцент кафедры экономики и организации производства Казанского государственного энергетического университета. Тел.: +7(843)519-42-88. E-mail: semen19772004@mail.ru
<i>Липовик Алексей Викторович</i>	главный специалист Лаборатории предиктивного моделирования поврежденности линейно-протяженных и площадных объектов ЕСГ Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(919)961-24-50. E-mail: A_Lipovik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ляпичев Дмитрий Михайлович</i>	к.т.н., заместитель генерального директора АО «Газпром оргэнергогаз», доцент кафедры «Термодинамика и тепловые двигатели» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(495)355-93-53. E-mail: D.Lyapichev@oeg.gazprom.ru
<i>Ментюков Кирилл Юрьевич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории труб Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-88. E-mail: kmentyukov@gmail.com
<i>Морин Игорь Юрьевич</i>	к.т.н., заместитель начальника Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения проектирования газопроводов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: I_Morin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Настич Сергей Юрьевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории исследований материалов Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции и технологии сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: s_nastich@mail.ru
<i>Недзвецкий Максим Юрьевич</i>	к.э.н., заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-93. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Овсянникова Мария Александровна</i>	главный специалист Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения проектирования газопроводов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-66. E-mail: M_Ovsyannikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Петухов Евгений Павлович</i>	научный сотрудник Научно-исследовательской лаборатории виртуально-имитационного моделирования Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Тел.: +7(812)552-61-86. E-mail: office@spbstu.ru
<i>Петухов Игорь Геннадьевич</i>	к.т.н., доцент, ведущий научный сотрудник Лаборатории физико-химического моделирования и профилактики коррозионно-механического разрушения объектов ЕСГ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(910)480-36-20. E-mail: I_Petukhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поletaев Михаил Георгиевич</i>	заместитель начальника отдела АО «Газпром оргэнергогаз». Тел.: +7(812)455-19-86. E-mail: lenoeg.poletaev@oeg.gazprom.ru
<i>Попова Елена Юрьевна</i>	к.т.н., специалист по учебно-методической работе Института среднего профессионального образования Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Тел.: +7(812)552-64-37. E-mail: e.popova@list.ru
<i>Попова Марина Николаевна</i>	старший преподаватель кафедры транспорта и хранения нефти и газа Альметьевского государственного нефтяного института. Тел.: +7(917)390-67-31. E-mail: marinapopova-2015@mail.ru
<i>Пугачук Александр Сергеевич</i>	к.т.н., доцент кафедры вакуумной и компрессорной техники МГТУ им. Н.Э. Баумана, старший научный сотрудник Лаборатории газотурбинных технологий Объединенного института высоких температур РАН. Тел.: +7(909)908-08-38. E-mail: pugachukalexandr@mail.ru
<i>Пышминцев Игорь Юрьевич</i>	д.т.н., доцент, генеральный директор ОАО «РосНИТИ». Тел.: +7(922)220-99-97. E-mail: pyshmintseviu@tmk-group.com
<i>Работинская Татьяна Ивановна</i>	инженер 1 категории Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: t.rabotinskaja@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Рассохина Анастасия Владимировна</i>	научный сотрудник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения проектирования газопроводов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-66. E-mail: A_Rassokhina@vniigaz.gazprom.ru

<i>Рекстин Алексей Феликсович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Научно-исследовательской лаборатории «Газовая динамика турбомашин» ОНТИ Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Тел.: +7(812)552-64-37. E-mail: rekstin2k7@mail.ru
<i>Рингинен Дмитрий Александрович</i>	к.т.н., главный специалист по инновациям АО «Выксунский металлургический завод». Тел.: +7(910)387-49-65. E-mail: ringinen_da@omk.ru
<i>Романов Станислав Викторович</i>	начальник Службы геотехнического мониторинга ООО «Газпром трансгаз Казань». Тел.: +7(843)288-28-88. E-mail: s-romanov@tattg.gazprom.ru
<i>Ряховских Илья Викторович</i>	к.т.н., заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Салыхов Рамис Харисович</i>	ведущий инженер Производственного отдела по эксплуатации компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Казань». Тел.: +7(919)632-58-12. E-mail: turbogazr@yandex.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сахаров Максим Сергеевич</i>	старший менеджер АО «Северсталь Менеджмент». Тел.: +7(8202)53-15-56. E-mail: mssaharov@severstal.com
<i>Сахон Алексей Владимирович</i>	заместитель начальника Отдела ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-34-02. E-mail: A.Sahon@adm.gazprom.ru
<i>Селиванов Алексей Анатольевич</i>	к.х.н., начальник Отдела ПАО «Газпром». Тел.: +7(922)201-61-14. E-mail: A.Selivanov@adm.gazprom.ru
<i>Силкин Виктор Михайлович</i>	к.т.н., заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-66. E-mail: V_Silkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Смелов Антон Игоревич</i>	старший менеджер по продукту АО «Ижорский трубный завод». Тел.: +7(921)587-81-14. E-mail: ani.smelov@itz.severstal.com
<i>Сокотущенко Вадим Николаевич</i>	к.т.н., доцент, старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», старший научный сотрудник РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(962)951-53-52. E-mail: V_Sokotushchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Солдатова Кристина Валерьевна</i>	д.т.н., доцент, старший научный сотрудник Научно-исследовательской лаборатории «Газовая динамика турбомашин» ОНТИ Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Тел.: +7(812)552-64-37. E-mail: buck02@list.ru

<i>Соловьёва Ольга Александровна</i>	к.т.н., старший преподаватель Высшей школы гидротехнического и энергетического строительства, ИСИ, Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Тел.: +7(812)552-64-37. E-mail: Solovyeva.oa@yandex.ru
<i>Степанов Павел Петрович</i>	к.т.н., директор Инженерно-технологического центра АО «Выксунский металлургический завод». Тел.: +7(831)779-64-01. E-mail: Stepanov_pp@vsw.ru
<i>Султангареев Ринат Халафович</i>	к.т.н., начальник Производственного отдела по эксплуатации магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Казань», сотрудник Альметьевского государственного нефтяного института. Тел.: +7(843)272-60-01. E-mail: info@tattg.gazprom.ru
<i>Тимофеев Федор Владимирович</i>	к.т.н., главный научный сотрудник ФГБУ «Научно-исследовательский институт проблем хранения Росрезерва». Тел.: +7(903)549-67-16. E-mail: fedor1967@yandex.ru
<i>Трифонов Олег Владимирович</i>	д.т.н., начальник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения проектирования газопроводов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-00. E-mail: O_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Усс Александр Юрьевич</i>	аспирант кафедры вакуумной и компрессорной техники МГТУ им. Н.Э. Баумана. Тел.: +7(985)333-86-69. E-mail: uss25.ru@mail.ru
<i>Федосеев Александр Павлович</i>	заместитель начальника Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-73. E-mail: A_Fedoseev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Футин Виктор Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Производственного отдела по эксплуатации компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Казань». Тел.: +7(843)288-22-30. E-mail: info@tattg.gazprom.ru
<i>Харионовский Владимир Васильевич</i>	д.т.н., профессор, член диссертационного совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-41. E-mail: v_kharionovsky@mail.ru
<i>Хуснуллина Татьяна Анатольевна</i>	старший преподаватель кафедры транспорта и хранения нефти и газа Альметьевского государственного нефтяного института. Тел.: +7(8553)31-01-01. E-mail: Tanya_husnullina@mail.ru
<i>Чегуров Сергей Алексеевич</i>	начальник управления АО «Выксунский металлургический завод». Тел.: +7(495)231-77-65. E-mail: SCegurov@omk.ru
<i>Черный Владимир Петрович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения проектирования газопроводов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: V_Cherniy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чернышев Андрей Владимирович</i>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой вакуумной и компрессорной техники МГТУ им. Н.Э. Баумана. Тел.: +7(916)553-57-52. E-mail: av-chernyshev@yandex.ru

<i>Шабалов Иван Павлович</i>	д.т.н., председатель координационного совета Ассоциации производителей труб. Тел.: +7(499)346-01-97. E-mail: i.shabalov@pipeintech.com
<i>Шандер Сергей Викторович</i>	начальник Отдела реализации проектов ТБД Управления новых видов продукции Технической дирекции ПАО «Челябинский трубопрокатный завод». Тел.: +7(351)259-08-28. E-mail: sergey.shander@chelpipegroup.com
<i>Шишкин Иван Владимирович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Яковлев Сергей Евгеньевич</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории труб Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-88. E-mail: S_Yakovlev@vniigaz.gazprom.ru

## Information about the authors

<i>Abakumov Anatoliy Ilich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Russian Federal Nuclear Center “All-Russian Research Institute of Experimental Physics”. Tel.: +7(910)892-70-82. E-mail: abakumov@vniief.ru
<i>Admakin Maksim Mikhaylovich</i>	head of a division at the Gazprom Orgenergogaz JSC. Tel.: +7(812)455-19-86. E-mail: lenoeg.admakin@oeg.gazprom.ru
<i>Aliyev Mekhrali Mirzali ogly</i>	doctor of engineering, professor, holder of the Chair for oil and gas transportation and storage at Almet'yevsk State Oil Institute. Tel.: +7(8553)31-01-57. E-mail: mmaliev@rambler.ru
<i>Arabey Andrey Borisovich</i>	candidate of engineering, chief research associate in the Corporate scientific & technical center for development of pipe products and welding techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-88. E-mail: A_Arabey@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bashurin Viktor Pavlovich</i>	candidate of physics and mathematics, deputy head of the scientific-technical division at the Russian Federal Nuclear Center “All-Russian Research Institute of Experimental Physics”. Tel.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru
<i>Birillo Igor Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for reliability of gas transportation facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)74-10-95. E-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Bolshev Konstantin Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Heat-mass-exchange division at the Institute of Physical and Technical Problems of the North named after V.P. Larionova SB RAS. Tel.: +7(411-2)39-06-00. E-mail: administration@iptpn.ysn.ru
<i>Cegurov Sergey Alekseyevich</i>	head of an administration at the Vyksa Steel Works JSC. Tel.: +7(495)231-77-65. E-mail: SCegurov@omk.ru
<i>Cherniy Vladimir Petrovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for scientific-procedural guidance and standards support of gas pipeline design in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: V_Cherniy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chernyshev Andrey Vladimirovich</i>	doctor of engineering, professor, holder of the Vacuum and compressor machinery chair at Bauman Moscow State Technical University. Tel.: +7(916)553-57-52. E-mail: av-chernyshev@yandex.ru
<i>Danilov Aleksandr Gennadyevich</i>	senior research associate at the Russian Federal Nuclear Center “All-Russian Research Institute of Experimental Physics”. Tel.: +7(83130)2-05-95. E-mail: press@dc.vniief.ru
<i>Drozdov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, senior research associate in the Laboratory for gas dynamics of turbo machines at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. Tel.: +7(812)552-64-37. E-mail: a_drozdi@mail.ru

<i>Fedoseyev Aleksandr Pavlovich</i>	deputy head of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-73. E-mail: A_Fedoseev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Futin Viktor Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Production division for operation of the compressor stations at the Gazprom Transgaz Kazan LLC. Tel.: +7(843)288-22-30. E-mail: info@tattg.gazprom.ru
<i>Galerkin Yuriy Borisovich</i>	doctor of engineering, professor, chief project engineer in the “New production technologies” Center for National Technological Initiative at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. Tel.: +7(812)552-64-37. E-mail: yuri_galerkin@mail.ru
<i>Gizatullin Anton Bilguvarovich</i>	head of the Administration for new types of products in the Technical directorate of the Chelyabinsk Pile Rolling Plant PJSC. Tel.: +7(351) 259-08-25. E-mail: anton.gizatullin@chelpipegroup.com
<i>Glebov Aleksandr Georgiyevich</i>	candidate of engineering, senior research associate at National University of Science and Technology MISIS. Tel.: +7(916)913-81-31. E-mail: a.glebov74@mail.ru
<i>Grigoryev Yevgeniy Borisovich</i>	doctor of engineering, deputy head of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC, leading research associate in Gubkin University. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kalenskiy Viktor Sergeyeovich</i>	head of the Service for diagnostics and technical status analysis of the gas distributing system at the Mosgaz JSC. Tel.: +7(800)700-71-04. E-mail: KalenskiyVS@mos-gaz.ru
<i>Kantyukov Rafael Ravkatovich</i>	candidate of engineering, deputy general director of the Gazprom VNIIGAZ LLC for science. Tel.: +7(498)657-96-69. E-mail: R_Kantyukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kaputkin Dmitriy Yefimovich</i>	doctor of engineering, docent, professor of Moscow State Technical University of Civil Aviation. Tel.: +7(985)983-77-10. E-mail: kaputkin@mail.ru
<i>Kaputkina Lyudmila Mikhaylovna</i>	doctor of physics and mathematics, professor, leading expert at National University of Science and Technology MISIS. Tel.: +7(495)456-41-27. E-mail: kaputkina@mail.ru
<i>Kaverin Aleksandr Aleksandrovich</i>	head of the Laboratory for predictive modelling of damages at the lineal-extended areal facilities belonging to the Unified Gas Supply system in the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-88. E-mail: A_Kaverin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kharionovskiy Vladimir Vasilyevich</i>	doctor of engineering, professor, member of the doctoral committee at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-41. E-mail: v_kharionovsky@mail.ru
<i>Khusnullina Tatyana Anatolyevna</i>	senior tutor of the Chair for oil and gas transportation and storage at Almeteyevsk State Oil Institute. Tel.: +7(8553)31-01-01. E-mail: Tanya_husnullina@mail.ru



<i>Kibkalo Aleksy Alekseyevich</i>	candidate of physics and mathematics, doctor of economics, head of the scientific-technical division at the Russian Federal Nuclear Center “All-Russian Research Institute of Experimental Physics”. Tel.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru
<i>Koltsova Valeriya Vsevolodna</i>	leading engineer at the Gazprom Orgenergogaz JSC. Tel.: +7(812)455-19-86. E-mail: lenoeg.koltsova@oeg.gazprom.ru
<i>Kostyukov Valentin Yefimovich</i>	doctor of engineering, professor, general director of the Russian Federal Nuclear Center “All-Russian Research Institute of Experimental Physics”. Tel.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru
<i>Kryukov Oleg Viktorovich</i>	doctor of engineering, docent, chief research associate in the Laboratory for predictive modelling of damages at the lineal-extended areal facilities belonging to the Unified Gas Supply system of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-88. E-mail: O_Kryukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kurbangaleyev Artur Askarovich</i>	candidate of engineering, senior tutor of the Chair for theoretical mechanics and strength of materials at Kazan National Research Technological University. Tel.: +7(905)310-24-02. E-mail: arturkurbangaleev@rambler.ru
<i>Kurkin Aleksy Sergeevich</i>	doctor of engineering, professor at Bauman Moscow State Technical University. Tel.: +7((916)247-81-30. E-mail: ackurkin@mail.ru
<i>Kuzbozhev Aleksandr Sergeevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Division for reliability and resource of the Northern Corridor of the gas transportation system at the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)74-10-95. E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Kuzbozhev Pavel Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, research associate in the Laboratory for reliability of gas transportation facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)74-10-95. E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Lipovik Aleksy Viktorovich</i>	chief specialist of the Laboratory for predictive modelling of damages at the lineal-extended areal facilities belonging to the Unified Gas Supply system in the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(919)961-24-50. E-mail: A_Lipovik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Livshits Semen Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, associate professor of the Chair for economics and production engineering at Kazan State Power Engineering University. Tel.: +7(843)519-42-88. E-mail: semen19772004@mail.ru
<i>Lyapichev Dmitriy Mikhaylovich</i>	candidate of engineering, deputy general director of the Gazprom Orgenergogaz JSC, associate professor at the Thermodynamics and heat engines chair at Gubkin University. Tel.: +7(495)355-93-53. E-mail: D.Lyapichev@oeg.gazprom.ru
<i>Mentyukov Kirill Yuryevich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Pipes laboratory of the Corporate scientific & technical center for development of pipe products and welding techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-88. E-mail: kmentyukov@gmail.com

<i>Morin Igor Yuryevich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Laboratory for scientific-procedural guidance and standards support of gas pipeline design in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: I_Morin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nastich Sergey Yuryevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for material analysis of the Corporate scientific & technical center for development of pipe products and welding techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: s_nastich@mail.ru
<i>Nedzvetskiy Maksim Yuryevich</i>	candidate of economics, deputy head of a department at the Gazprom PJSC, general director of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-49-93. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ovsyannikova Mariya Aleksandrovna</i>	chief specialist of the Laboratory for scientific-procedural guidance and standards support of gas pipeline design in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-66. E-mail: M_Ovsyannikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Petukhov Igor Gennadyevich</i>	candidate of engineering, associate professor, leading research associate in the Laboratory for physical-chemical modelling and prophylaxis of stress-corrosion faults at the Unified Gas Supply system facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(910)480-36-20. E-mail: I_Petukhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Petukhov Yevgeniy Pavlovich</i>	research associate in the Laboratory for virtual simulation at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. Тел.: +7(812)552-61-86. E-mail: office@spbstu.ru
<i>Poletayev Mikhail Georgiyevich</i>	deputy head of a division at the Gazprom Orgenergogaz JSC. Tel.: +7(812)455-19-86. E-mail: lenoeg.poletaev@oeg.gazprom.ru
<i>Popova Marina Nikolayevna</i>	senior tutor of the Chair for oil and gas transportation and storage at Almet'yevsk State Oil Institute. Tel.: +7(917)390-67-31. E-mail: marinapopova-2015@mail.ru
<i>Popova Yelena Yuryevna</i>	candidate of engineering, specialist for teaching and guiding in the Institute for secondary vocational education at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. Tel.: +7(812)552-64-37. E-mail: e.popova@list.ru
<i>Pugachuk Aleksandr Sergeevich</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Vacuum and compressor machinery chair at Bauman Moscow State Technical University, senior research associate in the Gas turbine technologies laboratory at the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences. Tel.: +7(909)908-08-38. E-mail: pugachukalexandr@mail.ru
<i>Pyshmitsnev Igor Yuryevich</i>	doctor of engineering, associate professor, general director of the Russian Research Institute of the Tube & Pipe Industries. Tel.: +7(922)220-99-97. E-mail: pyshmintseviu@tmk-group.com
<i>Rabotinskaya Tatyana Ivanovna</i>	engineer of the 1 <sup>st</sup> category in the Laboratory for reliability of gas transportation facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)74-10-95. E-mail: t.rabotinskaja@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Rassokhina Anastasiya Vladimirovna</i>	research associate in the Laboratory for scientific-procedural guidance and standards support of gas pipeline design in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-66. E-mail: A_Rassokhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rekstin Aleksy Feliksovich</i>	candidate of engineering, leading research associate of the Laboratory for gas dynamics of turbo machines at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. Tel.: +7(812)552-64-37. E-mail: rekstin2k7@mail.ru
<i>Ringinen Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, chief specialist for innovations at the Vysokovskiy Mechanical Plant JSC. Tel.: +7(910)387-49-65. E-mail: ringinen_da@omk.ru
<i>Romanov Stanislav Viktorovich</i>	head of the Geotechnical monitoring service at the Gazprom Transgaz Kazan LLC . Tel.: +7(843)288-28-88. E-mail: s-romanov@tattg.gazprom.ru
<i>Ryakhovskikh Ilya Viktorovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Safonov Vladimir Sergeevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sakharov Maksim Sergeevich</i>	senior manager at the Severstal PJSC. Tel.: +7(8202)53-15-56. E-mail: mssaharov@severstal.com
<i>Sahon Aleksy Vladimirovich</i>	deputy head of a Gazprom PJSC division. Tel.: +7(812)641-34-02. E-mail: A.Sahon@adm.gazprom.ru
<i>Salyakhov Ramis Kharisovich</i>	leading engineer of the Production division for operation of the compressor stations at the Gazprom Transgaz Kazan LLC. Tel.: +7(919)632-58-12. E-mail: turbogazr@yandex.ru
<i>Selivanov Aleksy Anatolyevich</i>	candidate of chemistry, head of a Gazprom PJSC division. Tel.: +7(922)201-61-14. E-mail: A.Selivanov@adm.gazprom.ru
<i>Shabalov Ivan Pavlovich</i>	doctor of engineering, chairman of coordination council of the Association of Pipe Manufacturers. Tel.: +7(499)346-01-97. E-mail: i.shabalov@pipeintech.com
<i>Shander Sergey Viktorovich</i>	head of the Division for project realization at the Administration for new types of products in the Technical directorate of the Chelyabinsk Pipe Rolling Plant PJSC. Tel.: +7(351)259-08-28. E-mail: sergey.shander@chelpipegroup.com
<i>Shishkin Ivan Vladimirovich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for reliability of gas transportation facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)74-10-95. E-mail: i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Silkin Viktor Mikhaylovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-66. E-mail: V_Silkin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Smelov Anton Igorevich</i>	senior product manager at the Izhora Pipe Mill JSC. Tel.: +7(921)587-81-14. E-mail: ani.smelov@itz.severstal.com
<i>Sokotushchenko Vadim Nikolayevich</i>	candidate of engineering, docent, senior research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC, senior research associate in Gubkin University. Tel.: +7(962)951-53-52. E-mail: V_Sokotushchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Soldatova Kristina Valeryevna</i>	doctor of engineering, associate professor, senior research associate in the Laboratory for gas dynamics of turbo machines at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. Tel.: +7(812)552-64-37. E-mail: buck02@list.ru
<i>Solovyeva Olga Aleksandrovna</i>	candidate of engineering, senior tutor of the Higher School of Hydrotechnical and Power Construction at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. Tel.: +7(812)552-64-37. E-mail: Solovyeva.oa@yandex.ru
<i>Stepanov Pavel Petrovich</i>	candidate of engineering, director of the Engineering technological center at the Vyksa Steel Works JSC. Tel.: +7(831)779-64-01. E-mail: Stepanov_pp@vsw.ru
<i>Sultangareyev Rinat Khalafovich</i>	candidate of engineering, head of the Production division for operation of the compressor stations at the Gazprom Transgaz Kazan LLC, lecturer at Almetyevsk State Oil Institute. Tel.: +7(843)272-60-01. E-mail: info@tattg.gazprom.ru
<i>Timofeyev Fedor Vladimirovich</i>	candidate of engineering, chief research associate in the Rosrezerv Research Institute for Storage Problems. Tel.: +7(903)549-67-16. E-mail: fedor1967@yandex.ru
<i>Trifonov Oleg Vladimirovich</i>	doctor of engineering, head of the Laboratory for scientific-procedural guidance and standards support of gas pipeline design in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-00. E-mail: O_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Uss Aleksandr Yuryevich</i>	post-graduate student of the Vacuum and compressor machinery chair at Bauman Moscow State technical University. Tel.: +7(985)333-86-69. E-mail: uss25.ru@mail.ru
<i>Vasenin Aleksy Borisovich</i>	design engineer of the 1 <sup>st</sup> category at the Giprogaztsentr PJSC. Tel.: +7(904)909-08-00. E-mail: alexbob@yandex.ru
<i>Velikodnev Valeriy Yakovlevich</i>	doctor of engineering, technical director of the Center for Expertise of Pipeline Systems and Engineering LLC. Tel.: +7(495)988-77-46. E-mail: velikodnev@cepse.ru
<i>Volodin Pavel Anatolyevich</i>	junior research associate in the Laboratory for scientific-procedural guidance and standards support of gas pipeline design in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-48. E-mail: P_Volodin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Voyder Kirill Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for connectors and tube constructions in the Corporate scientific & technical center for development of pipe products and welding techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-88. E-mail: K_Voyder@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yakovlev Sergey Yevgenyevich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Pipes laboratory of the Corporate scientific & technical center for development of pipe products and welding techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-88. E-mail: S_Yakovlev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yefimov Vasily Moiseyevich</i>	deputy director for development and innovations at the Institute of Physical and Technical Problems of the North named after V.P. Larionova SB RAS. Tel.: +7(411-2)39-06-00. E-mail: administration@iptpn.ysn.ru
<i>Yenikeeva Svetlana Rashidovna</i>	candidate of physics and mathematics, associate professor of the Chair for higher mathematics at Kazan National Research Technological University. Tel.: +7(919)622-08-83. E-mail: enikeeva.svetlana@mail.ru
<i>Zaytsev Sergey Pavlovich</i>	head of an administration in the Almeteyvsky Linear Production Department of Main Gas Pipelines at the Gazprom Transgaz Kazan LLC, lecturer at Almeteyvsk State Oil Institute. Tel.: +7(8553)44-06-69. E-mail: alpung@tattg.gazprom.ru
<i>Zhigalov Vladimir Ivanovich</i>	candidate of physics and mathematics, doctor of economics, chief research associate, advisor at the directorate of the Russian Federal Nuclear Center "All-Russian Research Institute of Experimental Physics". Tel.: +7(83130)2-48-02. E-mail: staff@vniief.ru

**В 38**

**Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 2 (44): Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – 235 с. – ISSN 2306-8949.**

Сборник представляет собой панораму современных взглядов на решение текущих и перспективных задач управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы и обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов. В сборник вошла 21 статья. Статьи освещают ключевые направления исследований, новые материалы и технологии, совершенствование и оптимизацию технических и управленческих решений для отрасли в целом. В основном это материалы, впервые обнародованные на VIII Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (ГТС-2019), которая состоялась на площадке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при поддержке ПАО «Газпром», Минэнерго и Минобрнауки России, Российского газового общества. В работе конференции приняли участие представители Группы Газпром, производители трубной продукции, материалов и оборудования для ремонта и диагностирования объектов газотранспортной системы, крупнейших образовательных учреждений, научно-исследовательских институтов и ИТ-компаний.

Издание будет интересно широкому кругу специалистов нефтегазовой, химической и металлургической промышленности, а также учащимся вузов с нефтегазовой специализацией. В том числе им можно воспользоваться для разработки программ повышения квалификации.

***Vesti Gazovoy Nauki: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, no. 2 (44): Control of gas pipelines technical status and integrity, 235 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).***

This collected book is a prospect of the state-of-art views on current and strategic tasks in controlling technical status and integrity of gas transportation systems and support of their safe operation. It consists of 21 articles highlighting the research leads, new materials and techniques, perfection and optimization of technical and administrative management. Mostly, these materials have been manifested first at the VIII International Conference "Gas Transportation Systems: Present and Future" (GTS-2019), which has taken place in the Gazprom VNIIGAZ LLC backed by the Minenergo of Russia, the Minobrnauki of Russia, and the Russian Gas Society. The GTS-2019 participants have represented the Gazprom Group companies, pipe-rolling plants, manufacturers of materials, vendors of the repair, diagnostic and IT equipment, and educational institutions.

Revealed information could be interesting for wide range of researches and practitioners employed in petroleum, chemical and metallurgic industries. It will be also useful for students and postgraduates from correspondent universities (inter alia these materials could be applied for compilation of career progression programs).