ПРОМЫШЛЕННЫЙ СЕРВИС
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№3(44)
2012

Главный редактор
Б. П. ТУМАНЯН

Научно-редакционный совет:
А. Ю. КОПЫЛОВ
Е. А. ЛУКАШЕВ,
Е. А. МАЗЛОВА,
М. Л. МЕДВЕДЕВА,
А. З. МИРКИН,
О. И. СТЕКЛОВ,
Ю. П. СТЁПИН
В. С. ШУПЛЯКОВ,
Ф. М. ХУТОРЯНСКИЙ

Редакция:
Н. Н. ПЕТРУХИНА (редактор, ответственный секретарь),
О. В. ЛЮБИМЕНКО (редактор),
В. В. ЗЕМСКОВ (оформление и верстка)

СОДЕРЖАНИЕ

ИНЖЕНЕРНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

А. З. Миркин, Г. С. Яицких
АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ 2

А. А. Ткаченко
ПЕРСПЕКТИВЫ РЕШЕНИЙ AUTODESK И AVEVA ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЕ- И ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ. ТОЧКА ЗРЕНИЯ ОТДЕЛА САПР 5

Л. Б. Корельштейн
О РОССИЙСКОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО РАСЧЕТУ И ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ АВАРИЙНОГО СБРОСА 8

НОВЫЕ ПРОГРАММНЫЕ ПРОДУКТЫ

С. Ю. Лисин, Л. Б. Корельштейн
«ПРЕДКЛАПАН» — РОССИЙСКИЙ ИНСТРУМЕНТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ АВАРИЙНОГО СБРОСА 16

ПРОЧНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ И АППАРАТОВ

Д. М. Иткина
О ПРИМЕНЕНИИ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ИЗ ПОЛИАМИДА TERMOFLEX LPG 23

А. В. Матвеев
МЕСТНАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНКИ ВАКУУМНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ 26

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Л. Б. Корельштейн
ОБ ОДНОЙ ФОРМЕ УРАВНЕНИЙ ОКОЛОКРИТИЧЕСКОГО ТЕЧЕНИЯ В ТРУБАХ 29

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

А. Бусенна, О. Замум, С. Деккар, А. Герби, И. М. Колесников, С. И. Колесников, Р. А. Сенько
КРЕКИНГ И ИЗОМЕРИЗАЦИЯ ЛЕГКИХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ НА МЕТАЛЛАЛЮМОСИЛИКАТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ 37

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

А. А. Новиков, М. С. Котелев, А. В. Бескоровайный, Д. С. Копицын, П. А. Гущин, В. А. Винокуров
МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЙ СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИМИТАТОРОВ СИНТЕЗ-ГАЗА 40

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В. Н. Башкин, Р. В. Галиулин, Р. А. Галиулина
ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ В ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ БЕНЗ(α)ПИРЕНА КАК ПРОДУКТА НЕПОЛНОГО СГОРАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ 43

PERSONALIA

К 110-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ИВАНА МИХАЙЛОВИЧА ТОРОЧКОВА 46

Адрес редакции:
111116, Москва, ул. Авиамоторная, 6.
Тел./факс: (495) 361-11-95.
e-mail: tpps@list.ru

При перепечатке любых материалов ссылка на журнал «Промышленный сервис» обязательна.

Редакция не несет ответственности за достоверность информации в материалах, в том числе рекламных, предоставленных авторами для публикации.

Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средствам массовой коммуникации.
Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-44240 от 17.03.2011 г.
ISSN 2224-9656
Подписной индекс в каталоге агентства «Роспечать» 46831
Материалы авторов не возвращаются.
Тираж 1000 экз.
Отпечатано ООО «Стринг»
E-mail: String_25@mail.ru

Актуальные проблемы проектирования российских нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств

А. З. Миркин, Г. С. Яицких
ЗАО «ИПН»

Дальнейшее развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств возможно только путем разработки и внедрения современных технологий, в том числе отечественных. Однако пока четкая политика государства в этом направлении не прослеживается. Создание системы саморегулируемых организаций (СРО) и Национального объединения проектировщиков (НОП) не обеспечивает эффективного развития проектирования в отрасли из-за ряда проблем.

Экономическая проблема. Ситуацию с разработкой проектно-сметной документации (ПСД) не всегда правильно оценивают заказчики проектов и сами проектные организации. Базовые проекты, от которых зависит технический уровень закладываемых в проектную документацию решений, за редким исключением, закупаются у зарубежных компаний и не всегда отличаются новизной, рациональностью и качеством. Нередко иностранные фирмы не учитывают в полной мере требований нормативной документации Российской Федерации.

Базовые проекты передают в проектные организации для разработки проектной и рабочей документации, при этом заказчики, как правило, проводят тендеры. Основной, а иногда единственный критерий выбора проектной организации — стоимость ПСД. Известно, что стоимость качественной ПСД составляет, как правило, от 5 до 10% от стоимости строительства объекта в зависимости от его сложности. При этом заказчики стараются уменьшить договорную цену до недопустимо низкого уровня; некоторые проектные организации, не обеспеченные объемами работ, соглашаются и подрывают рынок проектных работ. В результате заказчик получает ПСД низкого качества, задерживаются строительство и пуск объекта, и именно заказчик несет финансовые потери, соизмеримые со стоимостью ПСД или больше.

Конкуренция при использовании демпинговых цен могла бы позволить некоторым проектным организациям выстроить краткосрочный бизнес, однако долгосрочный бизнес на этом строить невозможно: из-за нехватки ресурсов сложно завершить проект, обеспечивая высокое качество ПСД, предотвратить утечку кадров, сохранить авторитет института и т. д. Кроме того, использование рядом проектных организаций демпинговых цен ухудшает ситуацию на рынке проектных работ для всех участников процесса проектирования. При этом необходимо отметить, что кроме заработной платы, авторитетная проектная организация расходует огромные денежные средства на:

- приобретение современного оборудования — мощных компьютеров, плоттеров, серверов и т. п.;
- приобретение и обновление программного обеспечения;
- обучение сотрудников;
- развитие системы качества;
- создание комфортных условий труда для сотрудников и их социальное обеспечение.

Можно сказать, что демпинг-проектанты не только не тратят средства на поддержание и развитие уровня проектирования, но и способствуют деградации проектирования в стране.

В интересах отрасли в целом следует тендеры по стоимостной оценке организовывать только при закупке материалов и изделий, а для проектов устанавливать обоснованную цену и осуществлять отбор проектных организаций с учетом их опыта и рейтинга в отрасли (отзывов по предыдущим проектам) [1].

Кадровая проблема. В настоящее время в проектных организациях усиливается дефицит квалифицированных кадров; за последние 20 лет кадровые изменения произошли не в лучшую сторону. Численность большинства институтов уменьшилась, поскольку некоторые опытные проектировщики ушли по возрасту, другие — в представительства зарубежных компаний в России или в управляющие компании, а способная молодежь не стремилась в проектные институты из-за низкой заработной платы по сравнению с управленческими и торговыми структурами. В последнее время приток молодых инженеров в проектные институты усилился, но опытными специалистами они станут лишь через 5–10 лет при условии эффективного обучения у более опытных проектировщиков.

В результате наблюдается дефицит главных инженеров проектов, специалистов по контрольно-измерительным приборам и автоматике, электриков, «генпланистов» и др. Московские проектные институты подбирают кадры по всей России. В ЗАО «ИПН» работают специалисты из Грозного, Саратова, Волгограда, Тамбова, Самары и других городов, и тем не менее остается ряд вакансий, которые не удается заполнить даже с привлечением кадровых агентств.

Частично кадровую проблему удается решить приемом на работу студентов-дипломников и их обучением по конкретным специальностям. На протяжении ряда лет ЗАО «ИПН» сотрудничает с МГТУ им. Н. Э. Баумана, МЭИ, РХТУ им. Д. И. Менделеева, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Московским государственным университетом инженерной экологии (МГУИЭ). В 2010 г. в рамках нашей группы компаний (ООО «НТП Трубопровод» и ЗАО «ИПН») был создан филиал кафедры информатики и компьютерного проектирования РХТУ им. Д. И. Менделеева.

Однако, несмотря на принимаемые меры, вопрос подбора специалистов остается актуальным и требует серьезного внимания руководителей.

Системный подход к организации процессов проектирования, реконструкции и строительства. Заказом оборудования, как правило, занимается завод, при этом заказ производится по тендерам параллельно с процессом проектирования, длительно и не всегда квалифицированно. В результате нарушается график проектирования в связи с задержкой выбора или заменой ранее выбранного оборудования. Все это увеличивает трудовые затраты проектной организации, сроки проектирования и снижает качество ПСД.

Следует особо выделить проблемы договорных отношений. При заключении контракта с зарубежной проектной фирмой обычно назначается высокая цена, при этом сроки проектирования достаточно большие. При заключении договора с российской проектной организацией заказчиками предпринимаются попытки максимально снизить стоимость ПСД, а сроки проектирования — максимально сократить. Крупными компаниями-заказчиками проектов нередко выдвигается ряд совершенно неприемлемых условий:

• начинать работу до подписания договора;

• работать без аванса или с авансом, перечисляемым через 90 дней после подписания договора и получения средств от основного инвестора;

• получать оплату выполненных этапов тоже после получения денег от основного инвестора.

При выполнении проектных работ необходимые согласования промежуточных решений нередко задерживают процесс проектирования. Не увязана технологическая цепочка: ПСД — заказ оборудования — строительство и монтаж — ввод в эксплуатацию. Иностранные программные системы для проектирования внедряются без корректировки организации монтажных работ.

Иностранные проекты содержат компоновку оборудования, изометрические чертежи трубопроводов и спецификации, чего вполне достаточно для выполнения монтажных работ. Применяемые программные системы для трехмерного проектирования (AVEVA PDMS, Intergraph PDS, SmartPlant 3D и др.) созданы с учетом принятой в мировой практике технологии проектирования. Однако дополнительно заказчик нередко требует выполнения чрезмерно детализированных «плоских» двухмерных чертежей. Это увеличивает объем проектных работ без существенного влияния на работу строительно-монтажных организаций.

Качество проектов. Качество ПСД включает понятия «качество проектной документации» и «качество применяемых проектных решений».

Качество проектной документации при сокращении трудозатрат на проектные операции обеспечивается внедрением ИТ-технологий. В ЗАО «ИПН» в течение ряда лет активно применяется и совершенствуется САПР. Программные разработки ЗАО «ИПН» совместно с ООО «НТП Трубопровод» внедрены в 1500 проектных организациях. Это программные системы «СТАРТ», «Гидросистема», «Изоляция», «ПАССАТ», «СУБД Проект».

Однако в целом в проектных организациях наблюдается дисбаланс в пользу освоения ИТ-технологий при недостаточном внимании разработке и внедрению современных, оригинальных инженерных решений в области технологии, конструкций аппаратов, строительных конструкций. В результате дефекты проектных решений выявляются при пуско-наладочных работах и в процессе эксплуатации объектов.

Как уже было отмечено, авторитетные проектные организации расходуют значительные средства на закупку программ, оборудования и на обучение проектировщиков работе с программными системами. Но чаще всего не наблюдается заметной деятельности, направленной на повышение инженерного мастерства проектировщиков, снижение капитальных и эксплуатационных затрат и повышение уровня промышленной и экологической безопасности производств. И уже тем более мало кто в настоя-

щее время занимается сравнительным анализом уровня и оригинальности технических решений в части монтажного проектирования, строительных конструкций, конструкций технологических аппаратов — за это теперь заказчики не платят, и вряд ли кто припомнит за последние десять лет, чтобы какой-либо тендерный комитет учитывал эти возможности при выборе проектировщика. А практика показывает, что цена вопроса при эксплуатации объекта — значительная прибыль от экономии электроэнергии, топлива и т. д.

Интеллектуальный потенциал проектной документации определяется не столько количеством используемых программных продуктов, сколько уровнем знаний и опытом специалистов-проектировщиков («кадры решают все»), а также наличием у проектной организации собственных передовых научно-технических разработок.

При создании проекта важнейшую роль играет монтажное проектирование. При этом литература по монтажному проектированию нефтехимических производств на русском языке не издавалась с 1960–1970-х гг. прошлого века [2, 3]. Этот пробел был восполнен в 2010 г., когда усилиями сотрудников НТП Трубопровод была издана книга по монтажному проектированию на базе российского опыта и стандартов [4].

Также необходимо отметить, что абсолютное большинство проектных организаций не владеет опытом проектирования трубопроводов, эксплуатируемых при высоких давлениях и температурах, трубопроводов с двухфазными потоками, например трансферных трубопроводов — из печи в ректификационную колонну, трубопроводов и оборудования с динамическими нагрузками — вибрационными и сейсмическими.

Обучение и проверка знаний проектировщиков проводятся Ростехнадзором и СРО. Однако это подразумевает лишь проверку знаний действующих нормативных документов, часто устаревших, поэтому существенного влияния на качество проектов не оказывает. СРО по состоянию на текущий момент задачи повышения качества проектирования решить не могут, поскольку большинство СРО объединяют проектные организации разного профиля, занимающиеся проектированием объектов жилищного строительства, общественных зданий, особо опасных производственных объектов и др.

Экспертиза проектов, проводимая Главгосэкспертизой, в основном сводится к проверке проекта на соответствие действующим нормам и правилам, что очень важно, но не оценивает проект на соответствие современному научно-техническому уровню.

Система качества, внедренная в большинстве проектных организаций, в основном упорядочивает и контролирует качество организации работ, но не обеспечивает соответствие разрабатываемых проектов современным требованиям (применение патентов, ноу-хау, минимизация капитальных и эксплуатационных затрат, обеспечение экологической безопасности объекта, анализ качества выпускаемой продукции).

Проблемы проектирования нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств до настоящего времени почти не обсуждались на страницах авторитетных профильных изданий России. Это косвенным образом отражает недостаток внимания (а иногда и понимания) со стороны топ-менеджеров крупных российских ВИНК к рассмотренным выше проблемам.

Можно заключить, что для восстановления и развития российских проектных организаций необходимо СРО и Национальному объединению проектировщиков сосредоточиться на следующих основных направлениях:

- установить систему определения обоснованной стоимости и сроков выполнения проектных работ, приближенную к европейскому опыту;
- усовершенствовать систему подготовки и переподготовки кадров проектировщиков по соответствующим специализациям;
- разработать и внедрить эффективную и справедливую систему взаимодействия заказчик — проектный институт — монтажная организация;
- разработать систему оценки качества проектов не только на соответствие нормативным документам по промышленной безопасности, но и по технико-экономическим показателям.

Литература

1. *Миркин А. З., Яицких Г. С.* Почему тендеры тормозят модернизацию предприятий // Строительная газета. — № 5 от 04.02.2011. — С. 7.
2. *Рейз Г.* Монтажное проектирование химических производств в США. — М.: Стройиздат, 1966. — 242 с.
3. *Гринберг Я. И.* Проектирование химических производств. — М.: Химия, 1970. — 272 с.
4. *Магалиф В. Я., Иткина Д. М., Корельштейн Л. Б.* Монтажное проектирование химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. — М., 2010. — 344 с.

Перспективы решений Autodesk и AVEVA для проектирования российских нефте- и газоперерабатывающих производств. Точка зрения отдела САПР

А. А. Ткаченко
ЗАО «ИПН»

Представлен обзор стратегий развития и продвижения продуктов двух крупных компаний, разрабатывающих решения для трехмерного проектирования промышленных объектов. Проанализированы возможные перспективы рынка развития рассмотренных продуктов.

Ключевые слова: трехмерное проектирование, проектирование технологических объектов, САПР.

Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, а также объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений — процесс весьма трудоемкий. В настоящее время рынок средств автоматизированного проектирования развивается, появляются новые программные средства, позволяющие в той или иной мере автоматизировать и облегчить процесс проектирования. Каждый крупный участник рынка САПР уже представил один, а иногда и несколько продуктов, специально предназначенных для проектирования нефте- и газоперерабатывающих и нефтегазодобывающих производств.

Нисколько не преуменьшая значения продуктов таких компаний, как Bentley Systems и Intergraph, ограничимся в этой статье решениями для проектирования, с которыми столкнулся отдел САПР ЗАО «ИПН», а именно AVEVA PDMS и Autodesk Plant3D/P&ID.

Интересно, что различные компании придерживаются иногда совершенно противоположных стратегий развития своих продуктов и технической поддержки — от постепенного, версия за версией, внедрения новых функций до изменения архитектуры и пользовательского интерфейса программы раз в несколько лет, от индивидуальных консультаций каждому клиенту до передачи технической поддержки дистрибьюторам. Эти особенности, помимо всех прочих характеристик программных продуктов, следует учитывать потенциальным пользователям САПР.

Первой стратегии с успехом придерживается британская компания AVEVA, разработавшая систему проектирования промышленных объектов Plant Design Management System (PDMS). Созданная еще в 1970-х гг. система постепенно, шаг за шагом, развивается, со временем наращивая функциональные возможности, но сохраняя верность основной идее компании — принципу планомерного развития и преемственности версий программы. На протяжении нескольких десятилетий AVEVA дорабатывала систему так, чтобы она отвечала изменяющимся требованиям проектировщиков. При этом не был изменен принцип, заложенный в PDMS еще на этапе ее разработки, — основой являются проектные данные, а чертежи лишь генерируются на их основе. Помимо этой значимой особенности PDMS следует также отметить, что система максимально открыта для доработки. Учитывая наличие собственного языка Programmable Macro Language, возможности разработки дополнений на .NET, а также гибких возможностей создания текстовых отчетов с выборками данных, можно встраивать PDMS в уже существующие и отлаженные процессы проектирования.

Техническая поддержка решений AVEVA организована напрямую, через открывшийся в 2007 г. российский офис. Освоение системы PDMS упрощается благодаря огромному количеству переведенных на русский язык руководств, регулярного проведения вебинаров, системе обучающих тренингов для пользователей и администраторов.

В процессе разработки своих программных продуктов компания AVEVA концентрируется на создании полноценной рабочей среды, состоящей из различных дополняющих друг друга модулей. Закупать эти модули или нет — остается на усмотрение клиента. Даже в базовом варианте поставки система является полноценным инструментом решения задач, для которых она разработана.

Другой крупный участник рынка САПР — компания Autodesk — придерживается иной стратегии развития. В настоящее время разработка всей продукции компании, в том числе

набирающих популярность решений для проектирования нефтехимических объектов Autocad Plant3D/P&ID, осуществляется трехлетними циклами. Новые версии программных продуктов выходят ежегодно, но каждые три года вносятся значительные изменения в ядро и архитектуру программ. Это, как правило, влечет за собой изменения в формате файлов (например, для формата dwg частично теряется совместимость со старыми версиями Autocad), а также изменения в API (application programming interface), требующие от программистов вносить изменения, хотя и небольшие, в разработанные ранее приложения. Тем не менее, такой путь развития оставляет Autodesk огромный простор для масштабных обновлений функциональности и оперативного улучшения производительности от версии к версии. Следуя выбранной стратегии развития, Autodesk регулярно обновляет пользовательский интерфейс своих программных продуктов в соответствии с требованиями времени. Некоторые проектировщики находят это удобным, другие же отказываются работать в новом и непривычном интерфейсе. Как минимум, у пользователя есть выбор: переключиться на новый современный интерфейс или же использовать предыдущий.

Техническая поддержка у компании Autodesk возложена на дистрибьюторов — компании, достаточно хорошо известные на локальных рынках. Как правило, бóльшая часть несложных проблем решается в ходе диалога клиента и дистрибьютора. Однако вопросы, на которые невозможно ответить сразу, направляются в Autodesk, что увеличивает время ожидания ответа. Следует отметить, что поддержку ADN-разработчиков (Autodesk Developer Network) компания Autodesk оказывает сама на платной основе и на высоком уровне. За не очень высокую, даже для небольшой компании, плату сотрудники получают статус ADN-разработчиков, квалифицированную поддержку с жестким ограничением по срокам ответа, ранний доступ к beta-версиям продуктов для их тестирования, а также дополнительные справочные материалы.

Autocad — продукт, с которого началась история компании Autodesk, будучи изначально неким «электронным кульманом», оперирующим только графическими примитивами для построения сложной графики вручную, в настоящее время представляет собой богатый возможностями полуавтоматический комбайн, который несет в себе ряд ускоряющих проектирование функций. Параллельно Autodesk развивает отдельные платформы для проектирования, такие как, например, BIM (Building Information Modeling), комплекс Revit и систему создания цифровых прототипов Inventor. В настоящее время в линейке продуктов Autodesk насчитывается несколько десятков решений для различных областей проектирования, включая специализированные версии Autocad (Electrical, Architecture, Mechanical). Таким образом, клиент может подобрать необходимые продукты как для 2D-черчения, так и для построения на их основе процессов 3D-проектирования сложных объектов.

Что же выбрать среднестатистической проектной организации? Несомненно, в напряженных условиях работы, диктуемых конкуренцией и жесткими сроками, вряд ли кто-то решится приостанавливать рабочий процесс и в сжатые сроки переходить на полный цикл трехмерного проектирования. Процесс такого перехода проектные организации делают максимально плавным, постепенно внедряя выбранный инструмент, и, благодаря этому, простой Autocad, как инструмент для 2D-черчения, будет востребован еще очень долго.

Тем не менее, представленные несколько лет назад Autocad P&ID и Plant3D, возможно, вскоре смогут конкурировать с AVEVA PDMS в нише малых проектов. Продукты Autodesk отличаются уже знакомым, привычным пользовательским интерфейсом, ведь они, по сути, представляют собой расширенный, дополненный и «заточенный» под конкретную задачу Autocad. Компания рассчитывала выпустить специализированные решения для трехмерного проектирования на базе хорошо знакомого продукта, занять новый для себя сегмент рынка, имея на старте продаж уже немалое количество лояльных пользователей. И, судя по неугасающему интересу к недавно вышедшим P&ID и Plant3D, план Autodesk успешно выполняется. Этому также немало способствует более низкая стоимость программ по сравнению с PDMS. В настоящее время продукты развиваются, в новых версиях учитываются замечания потенциальных пользователей, осуществляется, хотя и не без проблем, процесс адаптации под российские стандарты. Недостатком развития была нестабильность работы и серьезные проблемы совместимости в версиях 2010 и 2011 гг.

Решения же AVEVA пользователи ценят за то, что компании не свойственно что-либо кардинально менять в своих продуктах, за более широкие возможности адаптации под стандарты и стиль проектирования конкретной организации. Продукты Autodesk, являющиеся потенциальными конкурентами PDMS, хотя и вызывают интерес у потенциальных клиентов, требуют еще

несколько лет для создания стабильно работающих версий, более-менее адаптированных под российские стандарты проектирования. Autodesk работает на огромном количестве направлений, поэтому совершенствование продуктов компании может затянуться. Это также склонит некоторую часть пользователей к выбору в пользу PDMS. Следует упомянуть, что продукция AVEVA менее требовательна к характеристикам технических средств — трехмерная часть PDMS прекрасно работает на обычных видеокартах среднего ценового сегмента, в то время как Plant3D, возможно, из-за недостаточной оптимизации кода, заметно на тех же видеокартах «подтормаживает».

Чего же ожидать в будущем? Несомненно, Autodesk, как один из наиболее известных игроков на рынке САПР, доработает Autocad Plant3D. Этот продукт найдет немалую долю пользователей, которые только задумываются о выборе инструмента для трехмерного проектирования. Пользователей же продукции AVEVA довольно сложно будет заставить перейти на какую-либо другую платформу. Это обусловлено огромным числом собственных наработок, адаптирующих PDMS для нужд каждой отдельной проектной организации — никто не захочет добровольно отказаться от «багажа», в который вложено столько времени и средств.

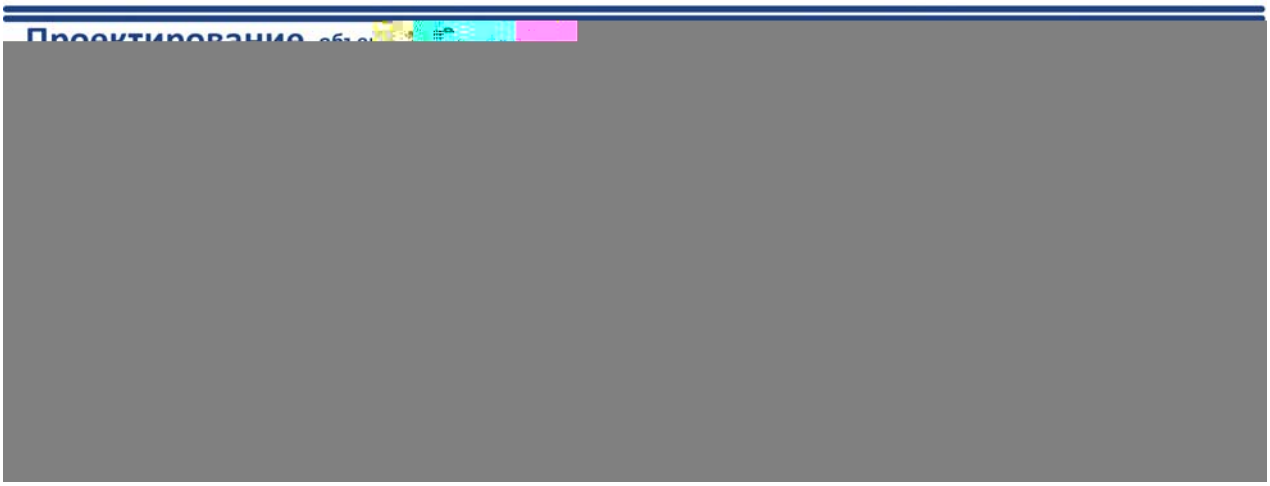
Консервативность для AVEVA — это не только сильная сторона, но и недостаток. Компания не изменяет внешний вид продуктов, следуя за модой, но и не всегда успевает идти в ногу со временем, что порой склоняет чашу весов не в ее сторону. Скорее всего, в ближайшие 5 лет AVEVA сохранит за собой нишу проектирования крупных и очень крупных промышленных объектов, для которых будут действительно оправданы как непревзойденные гибкость и мощность, так и стоимость PDMS. В то же время, конкуренты AVEVA, предлагающие более дешевые и менее гибкие продукты, будут соперничать в области малых и средних проектов. Один из таких продуктов — Plant3D — имеет все возможности для того, чтобы занять крупную долю рынка в своей области.

A. A. Tkachenko

Prospects of Autodesk and AVEVA Solutions for Designing Russian Oil and Gas Processing Facilities. CAD Department Point of View

The article presents a review of product development and promotion strategies of two major companies, which develop solutions for three-dimensional plant design. Possible marketing prospects of reviewed products are analyzed.

Key words: three-dimensional design, plant design, CAD.



О российской и зарубежной нормативно-методической документации по расчету и проектированию систем аварийного сброса

Л. Б. Корельштейн
ООО «НТП Трубопровод»

Анализируется современное состояние системы российской нормативно-методической документации по расчету и проектированию систем аварийного сброса в сравнении с аналогичными системами документации США и стран ЕС. Рассмотрены предпринимаемые НТП Трубопровод шаги по модернизации этой системы стандартов.

Ключевые слова: система аварийного сброса, предохранительный клапан, нормативная документация, стандарт.

Перестройка Российской системы технического регулирования (после принятия в 2002 г. Федерального закона №184-ФЗ) и вступление России в ВТО, при всем неоднозначном отношении к ним в техническом сообществе, сообщили дополнительный импульс активной работе по усовершенствованию нормативно-методической базы по многим важнейшим вопросам проектирования технологических производств. Интенсивная коллективная работа по усовершенствованию стандартов и методических документов, расширению области их применения, гармонизации с международными стандартами развернулась по многим разделам проектирования: проектирование технологических трубопроводов, расчеты на прочность трубопроводов, сосудов и аппаратов, проектирование тепловой изоляции и др. Сотрудники ООО «НТП Трубопровод» вносят значимый вклад в эту работу. Недавно разработанным ими нормативным и методическим материалам посвящен ряд статей [1–4]. С проектами государственных и межгосударственных стандартов, подготовленных с участием НТП Трубопровод, можно ознакомится по адресу http://www.truboprovod.ru/sciwork/draft/.

К сожалению, по такому важнейшему вопросу промышленной безопасности, как проектирование систем аварийного сброса, положительные сдвиги пока невелики. Текущее состояние российской нормативно-методической документации по этому «последнему барьеру» предотвращения техногенных аварий и катастроф вызывает большую озабоченность. В этом автор, как один из разработчиков программы «Предклапан» для расчета систем аварийного сброса (см. статью [5]), имел возможность лично убедиться в процессе многолетнего общения с проектировщиками — пользователями программы.

Рассмотрим более подробно, что представляют собой системы нормативно-методической документации по расчету и проектированию систем аварийного сброса в России и в ведущих промышленных странах мира.

Основными вопросами, которые должны охватывать соответствующие нормы и методические документы, являются:

- определение защищаемых объектов и мест установки предохранительных устройств, а также направления сброса (способа сбора, его обработки и утилизации);
- определение состава, параметров (давления, температуры, агрегатного состояния) и расхода сбрасываемого продукта для предотвращения тех или иных сценариев аварийных ситуаций на защищаемом объекте;
- выбор типа и расчет количества и параметров предохранительных устройств, с последующим подбором их марки по номенклатуре заводов-изготовителей;
- проектирование и расчет подводящего и отводящего трубопроводов;
- проектирование и расчет систем обработки и утилизации сброса (сепараторы, факельные системы).

Соответствующие системы нормативно-методических документов России, США, стран ЕС, а также международные документы Международной организации по стандартизации сведены в ***табл. 1***.

В настоящее время российская нормативно-методическая документация по системам аварийного сброса включает:

- отдельные государственные стандарты, связанные с предохранительными устройствами [6–9];

Табл. 1. **Основные российские и международные нормативно-методические документы по системам аварийного сброса**

Содержание документа	Россия	США	ЕС	Стандарты ISO
Нормативные документы				
Общие требования к системам аварийного сброса, включая расчет требуемого количества сбрасываемого продукта	Частично РД 51-0220570-2–93 [13], У-ТБ [10–12]	API 521 [41], (= ISO 23251)	EN 764-7 [61]	ISO 23251 [76]
Требования к расчету и выбору предохранительных устройств на сосуды под давлением	ГОСТ 12.2.085–2002 [7]	API 520 Part 1 [39],также в ASME BPVC VIII-1 [52]	EN ISO 4126 1-10 [62–70]	ISO 4126 1-10 [62–70]
Требования к установке предохранительных устройств и трубопроводам системы сброса	ГОСТ 12.2.085–2002 [7]	API 520 Part 2 [40]	EN ISO 4126-9 [69], EN ISO 4126-3 [64]	ISO 4126-9 [69], ISO 4126-3 [64]
Требования к самим предохранительным клапанам, включая стандартизацию их параметров и испытания	ГОСТ 31294 [6]	API 526 [42], API 527 [43], ASME PTC 25 [48]	EN ISO 4126-1 [62], EN ISO 4126-4 [65], EN ISO 4126-5 [66]	ISO 4126-1 [62], ISO 4126-4 [65], ISO 4126-5 [66]
Требования к предохранительным мембранам, включая их выбор и установку	ПБ 03-583–03 [18]	API 520 Part 1 [39], также в ASME BPVC VIII-1 [52]	EN ISO 4126-2 [63], EN ISO 4126-3 [64], EN ISO 4126-6 [67]	ISO 4126-2 [63], ISO 4126-3 [64], ISO 4126-6 [67]
Требования к системам аварийного сброса для сосудов низкого давления и вакуумных сосудов (резервуаров)	Частично в ПБ 03-605–03 [28]	API 2000 [44], (= ISO 28300)	EN ISO 28300 [77]	ISO 28300 [77]
Требования к системам аварийного сброса для криогенных продуктов	–	CGA S1.1, S1.2, S1.3 [55–57]	EN 13648 [73–75] (= ISO 21013)	ISO 21013 [79–81]
Требования к системам аварийного сброса паровых и водогрейных котлов	ГОСТ 24570–81 [8]	ASME BPVC I [49], ASME BPVC IV [51]	EN 12952-10 [71], EN 12953-8 [72]	–
Другие отраслевые особенности применения систем аварийного сброса	[19–27, 29–35]	ASME BPVC III [50], ASME B31.1, B31.3 [53, 54]	–	–
Требования к ревизии, ремонту и обслуживанию предохранительных устройств	ИПКМ-2005 [16], РД 153-34.1 [14, 15]	API 576 [46], API 510 [45]	–	–
Требования к факельным системам	ГОСТ Р 53681 [37], ПБ 03-591–03 [38]	API 537 [47] (= ISO 25457), API 521 [41] (= ISO 23251)	EN ISO 25457 [78], ISO 23251 [76]	ISO 25457 [78], ISO 23251 [76]
Методические руководства				
Детальные методические руководства по проектированию систем аварийного сброса	У-ТБ [10–12]	GPREH [58] (готовится 2-я редакция), DIERS book [59]	WCR [82]	–

• методические документы по расчету и проектированию систем аварийного сброса [10–12];

• отраслевые стандарты и инструкции по установке и эксплуатации предохранительных устройств [13–17];

• правила разработки, изготовления и применения мембранных предохранительных устройств [18];

• правила безопасности в области устройства и эксплуатации различных промышленных объектов [19–36], включающие отдельные положения в части систем аварийного сброса;

• нормативные документы по факельным системам [37, 38].

Перечисленные документы весьма разнородны по своему статусу, созданы в разное время различными, практически не взаимодействовавшими между собой коллективами разработчиков и не образуют единой системы. Часть из них содержит терминологические и методические неточности и ошибки, зачастую требования документов противоречат друг другу,

многие важнейшие вопросы, как мы далее увидим, вообще не проработаны. При этом в части проблем проектирования систем аварийного сброса в России не ведется скоординированной систематической работы по совершенствованию имеющихся документов и разработке новых.

Наиболее полными и целостными российскими документами в этой области до сих пор остаются три книги Указаний (У-ТБ) [10–12], разработанные во ВНИПИнефть более 20 лет назад. На тот момент это был достаточно качественный комплексный документ, охватывающий многие вопросы проектирования систем аварийного сброса, хотя и не без ряда пробелов и досадных неточностей. Однако он, к сожалению, не получил дальнейшего развития, а последующее нормотворчество в большей части сводилось к некритическому воспроизведению отдельных положений предшествующих документов.

В отличие от российских, американские и европейские стандарты в области аварийного сброса образуют целостные системы нормативной документации, причем ведется постоянная работа по их совершенствованию.

Основу американской системы технического регулирования в области систем аварийного сброса (см. табл. 1) традиционно образуют стандарты и рекомендации самоуправляемых профессиональных ассоциаций — Американского нефтяного института (American Petroleum Institute — API) [39–47], Американского общества инженеров-механиков (American Society of Mechanical Engineers — ASME) [48–54] и других ассоциаций [55–57], дополняемые документами национальных надзорных органов, а также методической литературой ведущей мировой профессиональной ассоциации — Американского института инженеров-химиков (American Institute of Chemical Engineers — AIChE) и созданного в его рамках Центра по безопасности химических процессов (Center for Chemical Process Safety — CCPS) [58]. Особая роль принадлежит так называемой группе пользователей DIERS (DIERS User Group http://www.iomosaic.com/diersweb/home.aspx), в рамках которой специалистами ведущих мировых компаний ведется работа по освоению, практическому использованию и дальнейшему развитию методов и подходов, разработанных Институтом по проектированию систем аварийного сброса (Design Institute for Emergency Relief Systems — DIERS) для решения наиболее сложных вопросов расчета и проектирования таких систем (расчет сбросов многофазных сред, расчет аварийного сброса из систем с химическими реакциями [59]). Действует также и европейская группа пользователей DIERS (EDUG — http://www.edug.eu). При этом работа по совершенствованию нормативно-методической базы, проводимая в рамках перечисленных выше организаций, ведется систематически и скоординировано.

В Европейском союзе формирование единой системы технического регулирования в области аварийного сброса началось в 1997 г. с принятием директивы Европарламента и Совета Европы PED 97/23/EC [60]. В результате развернувшейся в соответствии с данной директивой деятельности была разработана целая серия взаимосвязанных между собой стандартов, включая EN 764-7 [61], серии международных стандартов EN ISO 4126 [62–70] и другие нормы, общие для всех стран ЕС [71–75].

В последние годы ускорился процесс гармонизации нормативно-методической документации. Несмотря на определенные различия в подходах «американской» и «европейской» школ расчета и проектирования систем аварийного сброса, в результате совместной работы им удалось создать и принять ряд основополагающих единых международных стандартов (ISO 23251 [76], ISO 28300 [77], ISO 25457 [78]) по ключевым вопросам.

Сравнение различных систем нормативно-методической документации по полноте охвата различных, в том числе наиболее сложных вопросов, приведено в ***табл. 2***. Как видно, в целом это сравнение, к сожалению, не в пользу российских документов. Множество важных вопросов в российских документах либо вообще не рассматривается, либо рассматривается неполно и/или на основе устаревших подходов, не учитывающих современные методы расчета и компьютерного моделирования. Более того, даже, казалось бы, по самым простым вопросам российские нормативные документы содержат досадные неточности или противоречат друг другу.

Так, в отличие от западных норм, в них нередко недостаточно четко определены, путаются и смешиваются различные понятия, относящиеся к защищаемой системе (технологическое, рабочее, расчетное давление, допускаемое временное превышение давления над расчетным при сбросе) и к самому клапану (давление настройки, начала открытия, установочное давление пружины клапана, соотношение между давлением настройки и давлением полного открытия). Это приводит к тому, что неопытные российские проектировщики «блуждают» в этих понятиях как в «трех соснах», не имея ясного представления о соотношении различных величин и по-

Табл. 2. **Охват вопросов проектирования систем аварийного сброса нормативно-методическими документами**

Вопросы	Россия	США	ЕС	Стандарты ISO
1	2	3	4	5
1. Анализ сценариев аварийных ситуаций и расчет количества и параметров сбрасываемого продукта, в том числе	У-ТБ-06–85, РД 51-0220570-2–93	API 521, API 2000, GPREH	ISO 23251, EN ISO 28300, EN 13648-3	ISO 23251, ISO 28300, ISO 21013-3
вскипание многокомпонентного жидкого продукта	Нет	API 521, GPREH	ISO 23251	ISO 23251
разрыв трубки кожухотрубчатого теплообменника	Частично У-ТБ-06–85	API 521, GPREH	То же	То же
случаи сброса двухфазной смеси	Нет	API 521 (общие указания), API 2000 (общие указания), GPREH, DIERS book	EN ISO 4126-10, WCR	ISO 4126-10, ISO 23251 (общие указания)
системы с химическими реакциями	Нет	API (общие указания), GPREH	То же	ISO 23251 (общие указания), ISO 4126-10
2. Расчет пропускной способности и выбор предохранительных устройств, в том числе	ГОСТ 12.2.085–2002, ГОСТ 24570–81, ГОСТ 31294 (приложение Г), У-ТБ-08–90	API 520 Part 1	EN ISO 4126-1, EN ISO 4126-4, EN ISO 4126-5, EN ISO 4126-7, EN ISO 4126-9, EN ISO 4126-10, EN ISO 28300 (Appendix D)	ISO 4126-1, ISO 4126-4, ISO 4126-5, ISO 4126-7, ISO 4126-9, ISO 4126-10, ISO 28300 (Appendix D)
при самостоятельной установке предохранительных мембран	Частично ПБ 03-583–03	API 520 Part 1	EN ISO 4126-6	ISO 4126-6
при установке клапанов совместно с предохранительными мембранами	То же	То же	EN ISO 4126-3, EN ISO 4126-9	ISO 4126-3, ISO 4126-9
при сбросе высоковязкой жидкости (учет влияния вязкости)	Нет	API 520 Part 1 (Fig. 37, Eq. 30), GPREH (Darby–Molavi correction factor)	EN ISO 4126-1, EN ISO 4126-4, EN ISO 4126-5, EN ISO 4126-6, EN ISO 4126-7 (Fig. 2)	ISO 4126-1, ISO 4126-4, ISO 4126-5, ISO 4126-6, ISO 4126-7 (Fig. 2)
с учетом влияния противодавления для сильфонных клапанов	Нет	API 520 Part 1 (Fig. 30, 31)	Частично EN ISO 4126-9 (Annex D)	Частично ISO 4126-9 (Annex D)
при сбросе двухфазной смеси или вскипании/конденсации продукта в клапане	Нет	API 520 Part 1	EN ISO 4126-10	ISO 4126-10
3. Проектирование подводящего и отводящего трубопроводов, в том числе:	ГОСТ 12.2.085–2002, ГОСТ 24570–81, У-ТБ-08–90 и др.	API 520 Part 2	EN ISO 4126-9	ISO 4126-9
ограничение на потери в подводящем трубопроводе	ГОСТ 12.2.085–2002, ГОСТ 24570–81, У-ТБ-08–90	То же	То же	То же
ограничение на потери и характер течения в отводящем трубопроводе	Частично ГОСТ 12.2.085–2002, ГОСТ 24570–81, У-ТБ-08–90	То же	То же	То же

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5
расчетная модель и методы теплового и гидравлического расчета трубопроводов	У-ТБ-08–90	API 520 Part 2, API 521 (paragraph 7.3.1.3), GPREH	EN ISO 4126-9 (Annex C, D)	ISO 4126-9 (Annex C, D), ISO 23251 (paragraph 7.3.1.3)
в том числе для двухфазного течения	Нет	API 521 (paragraph 7.3.1.3.5 — омега-метод)	ISO 23251 (paragraph 7.3.1.3.5 — омега-метод)	ISO 23251 (paragraph 7.3.1.3.5 — омега-метод)
4. Расчет изменения температуры продукта при сбросе	У-ТБ-08–90	GPREH (2-я редакция)	Нет в явном виде	Нет в явном виде
5. Расчет реактивной силы в клапане и отводящем трубопроводе	Нет	API 520 Part 2 (paragraph 4.4.1), GPREH	EN ISO 4126-9 (Annex E)	ISO 4126-9 (Annex E)
6. Расчет шума при сбросе	Нет	API 521 (paragraph 7.3.4.3)	EN ISO 4126-9 (Annex F)	ISO 4126-9 (Annex F), ISO 23251 (paragraph 7.3.4.3)

следовательности их определения при выборе клапана.

При этом важнейшие для проектирования систем аварийного сброса требования к соотношению расчетного и рабочего давления приводятся вовсе не в соответствующих стандартах или правилах безопасности, а в отраслевой инструкции 1978 г. [17, п. 3.2] и (в несколько терминологически запутанном виде) в стандарте организации (ЦКБН) 1993 г. [13, пп. 2.2, 2.3, 2.7].

В части требований к трубопроводам системы сброса основной российский стандарт — ГОСТ 12.2.085–2002 — декларирует в п. 7.8, что «внутренний диаметр и длина отводящего трубопровода должны быть рассчитаны так, чтобы при расходе, равном наибольшей пропускной способности клапана, противодавление в его выходном патрубке не превышало допустимого наибольшего противодавления». При этом в стандарте не содержится информации о том, что такое «допустимое наибольшее противодавление» и как его рассчитывать. Важно отметить и отсутствие хотя бы самых общих указаний, как вообще рассчитывать этот трубопровод, исходя из каких именно моделей течения. А ведь речь идет о важнейших вопросах, связанных с промышленной безопасностью!

Общим недостатком российских нормативных документов является отсутствие в них методических основ — как правило, не излагается общий подход к расчету и проектированию по рассматриваемому вопросу, а содержится просто набор указаний и формул практически без пояснения, откуда они взялись и почему следует применять именно их. В результате проектировщик, не понимая общих принципов и подходов, оказывается в растерянности в любой нестандартной ситуации, не описанной явно в нормативном документе. В этом состоит принципиальное отличие от западных стандартов, в которых большое внимание уделяется именно объяснению общих подходов и принципов, которым необходимо следовать.

Разумеется, из сказанного выше отнюдь не следует, что необходимо полностью скопировать и принять на вооружение систему американских или европейских стандартов.

Во-первых, для нашей практики западные стандарты могут оказаться недостаточно конкретными с точки зрения практического применения, так как в них принято оставлять многое на усмотрение и ответственность проектировщика, или отсылать последнего за методиками по тем или иным конкретным вопросам к специальным, не всегда доступным для рядового российского инженера публикациям.

Во-вторых, западные стандарты по системам аварийного сброса также не лишены пробелов и недоговоренностей по определенным вопросам. В качестве примера можно упомянуть расчет изменения температуры продукта в процессе сброса, не изложенный четко и ясно ни в одном из действующих нормативных документов, хотя изменение температуры продукта прямо влияет на правильный выбор клапана.

В-третьих, инженерная и научная мысль не стоит на месте, происходит непрерывный процесс подготовки новых редакций стандартов, предлагающих более совершенные инженерные подходы с использованием результатов современных научных исследований и новейших компьютерных технологий.

Среди проблем, привлекающих в последнее время особое внимание, — проблема предска-

зания и предотвращения неустойчивой работы клапана, сопровождаемой ударами запорного элемента о седло (так называемый chatter) и приводящей к нарушению герметичности и разрушению клапана. Уже давно стало ясно, что пресловутое «правило 3% потерь» на подводящем трубопроводе, переписываемое десятилетиями из одних норм в другие, не является в реальности ни необходимым, ни достаточным условием стабильной работы клапана, а в некоторых случаях (клапаны большого диаметра, наличие переключающих устройств) это правило просто невозможно выполнить. Для обеспечения устойчивости работы клапана необходим динамический анализ всей системы клапана, защищаемой системы и трубопроводов. Усилия международного сообщества направлены сейчас на то, чтобы выработать метод такого анализа, адекватный с точки зрения учета всех существенных факторов, и в то же время реально применимый в инженерной практике.

Другой важной проблемой является разработка методов и моделей учета явлений термодинамической неравновесности течения продукта при расчете клапана и примыкающих трубопроводов. Такие явления могут оказывать существенное влияние при сбросе вскипающего продукта.

Для того, чтобы вывести российскую систему нормативно-методической документации по системам аварийного сброса на мировой уровень, российские специалисты должны не просто критически воспринять и переработать современные методы и подходы, заложенные в западных стандартах, но и стать составной частью международной команды, работающей над развитием этих стандартов. Именно по такому пути и пошли специалисты НТП Трубопровод.

С 2009 г. НТП Трубопровод принимает участие в деятельности Группы пользователей DIERS. В частности, специалисты фирмы вошли в состав команды добровольцев, работающей над новой редакцией руководства [58], которая должна включить самые последние достижения в области проектирования систем аварийного сброса. Работа над книгой в настоящее время завершается, ее выход ожидается в 2013 г.

С учетом полученного опыта в НТП Трубопровод был подготовлен стандарт предприятия [83] по расчету количества сбрасываемого продукта, являющийся современной переработкой У-ТБ-06–85 [11]. В разработке находятся другие стандарты предприятия по расчету и выбору предохранительных клапанов и трубопроводов систем аварийного сброса. После апробации и соответствующей доработки с учетом мнения всех заинтересованных специалистов эти стандарты могли бы стать основой соответствующих общероссийских нормативных документов.

Одновременно с работой над стандартами проводится модернизация программы «Предклапан», которая призвана стать российским инструментом проектирования систем аварийного сброса на основе современных методов и разрабатываемых стандартов.

Литература

1. *Магалиф В. Я., Матвеев А. В.* Новый этап по развитию российских норм по расчету на прочность технологических трубопроводов // Технологии нефти газа. — 2012. — № 3. — С. 6–10.
2. *Матвеев А. В.* Местная устойчивость стенки вакуумных участков трубопроводов // Промышленный сервис. — 2012. — № 3. — С. 26–28.
3. *Краснокутский А. Н., Тимошкин А. И.* Методики расчетов сосудов и аппаратов и их реализация в программе ПАССАТ // Технологии нефти газа. — 2012. — № 3. — С. 21–27.
4. *Краснокутский А. Н., Тимошкин А. И.* Проблемы расчета прочности узлов врезки // Там же. — С. 28–32.
5. *Лисин С. Ю., Корельштейн Л. Б.* «Предклапан» — российский инструмент проектирования систем аварийного сброса // Промышленный сервис. — 2012. — № 3. — С. 16–22.
6. ГОСТ 31294–2005. Клапаны предохранительные прямого действия. Общие технические условия.
7. ГОСТ 12.2.085–2002. Система стандартов безопасности труда. Сосуды, работающие подавлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
8. ГОСТ 24570–81. Клапаны предохранительные паровых и водогрейных котлов. Технические требования (с изм. 1, 2 от 1986 и 1991 гг.).
9. ГОСТ 14249–89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.
10. У-ТБ-09–90. Указания по выбору, расчету и установке предохранительных клапанов. Книга 1. Установка предохранительных клапанов и направление выбросов от предохранительных клапанов. — М.: ВНИПИнефть, 1990.
11. У-ТБ-06–85 с изм. 1.2. Указания по выбору, расчету и установке предохранительных клапанов. Книга 2. Временная методика расчета количества выбросов через предохранительные клапаны. — М.: ВНИПИнефть, 1985.
12. У-ТБ-08–90. Указания по выбору, расчету и установке предохранительных клапанов. Книга 3. Методика расчета сечения, гидравлического расчета отводящих трубопроводов и выбора предохранительных клапанов. — М.: ВНИПИнефть, 1990.

13. РД 51-0220570-2–93. Клапаны предохранительные. Выбор, установка и расчет. — ЦКБН, 1993.
14. РД 153-34.1-39.502–98. Инструкция по эксплуатации, порядку и срокам проверки предохранительных устройств сосудов, аппаратов и трубопроводов ТЭС. — РАО «ЕС России», 2000.
15. РД 153-34.1-26.304–98. Инструкция по организации эксплуатации, порядку и срокам проверки предохранительных устройств котлов теплоэлектростанций. — РАО «ЕС России», 1999.
16. ИПКМ-2005 Инструкция «Порядок эксплуатации, ревизии и ремонта пружинных предохранительных клапанов, мембранных предохранительных устройств нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий Минпромэнерго России».
17. Инструкция по выбору сосудов и аппаратов, работающих с давлением до 100 кг/см^2 и защите их от превышения давления. — Миннефтехимпром СССР, 1978.
18. ПБ 03-583–03. Правила разработки, изготовления и применения мембранных предохранительных устройств.
19. ПБ 03-576–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
20. ПБ 03-585–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.
21. ПБ 10-574–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.
22. ПБ 10-573–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.
23. ПБ 08-624–03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
24. ПБ 09-540–03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.
25. ПБ 03-581–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.
26. ПБ 09-592–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем.
27. ПБ 03-595–03. Правила безопасности аммиачных холодильных установок.
28. ПБ 03-605–03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и газа.
29. ПБ 09-566–03. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением.
30. ПНАЭ Г-7-008–89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (с изм. 1, 2 от 2000 и 2006 гг.)
31. НП 044–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, для объектов использования атомной энергии.
32. НП 045–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии.
33. НП 046–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов для объектов использования атомной энергии.
34. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кг/см^2), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 288 К (115°С). — Минстрой России, 1992.
35. СТО Газпром 2-3.5-051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов.
36. СА 03-005–07. Технологические трубопроводы нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности. Требования к устройству и эксплуатации. — Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2007.
37. ГОСТ Р 53681–2009. Нефтяная и газовая промышленность. Детали факельных устройств для общих работ на нефтеперерабатывающих предприятиях. Общие технические требования.
38. ПБ 03-591–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.
39. API STD 520. Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries. Part 1. Sizing and Selection. 8th edition, 2008.
40. API RP 520. Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries. Part 2. Installation. 5th edition, 2003 (draft of 6th edition is available)
41. ANSI/API STD 521. Pressure-Relieving and Depressuring Systems. 5th edition, 2007 (identical to ISO 23251).
42. API STD 526. Flanged Steel Pressure Relief Valves. 5th edition, 2002.
43. API STD 527. Seat Tightness of Pressure Relief Valves. 3rd edition, 1991.
44. API STD 2000. Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks Nonrefrigerated and Refrigerated. 6th edition, 2009 (identical to ISO 28300:2008). Draft of 7th edition identical to draft of 2nd edition of ISO 28300.
45. API 510. Pressure Vessel Inspection Code. Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration. 9th edition, 2006.
46. API RP 576. Inspection of Pressure-Relieving Devices. 2nd edition, 2000.
47. API STD 537. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. 2nd edition, 2008 (identical to ISO 25457).
48. ASME PTC 25 -2008. Pressure Relief Devices. Performance Test Codes.
49. ASME BPVC-I–2010. Boiler and Pressure Vessel Code Section I — Rules for Construction of Power Boilers.
50. ASME BPVC-III–2010. Boiler and Pressure Vessel Code Section III — Rules for Construction of Nuclear Facility Components.
51. ASME BPVC-IV–2010. Boiler and Pressure Vessel Code Section IV — Rules for Construction of Heating Boilers.
52. ASME BPVC-VIII–2010. Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII — Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1.
53. ASME B31.1–2010. Power Piping.

54. ASME B31.3–2010. Processing Piping.
55. Compressed Gas Association (CGA). S-1.1: Pressure Relief Device Standards — Part 1 — Cylinders for Compressed Gases.
56. Compressed Gas Association (CGA). S-1.2: Pressure Relief Device Standards — Part 2 — Portable Containers for Compressed Gases.
57. Compressed Gas Association (CGA). S-1.3: Pressure Relief Device Standards — Part 3 — Stationary Storage Containers of Compressed Gases.
58. Guidelines for Pressure Relief and Effluent Handling Systems. Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers. — NY, 1998.
59. Emergency Relief System Design Using DIERS Technology. The Design Institute for Emergency Relief Systems (DIERS). Project Manual. — NY, 1992.
60. Pressure Equipment Directive 97/23/EC.
61. EN 764-7:2006. Pressure Equipment. Part 7. Safety Systems for Unfired Pressure Equipment.
62. ISO 4126-1:2004. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 1: Safety Valves.
63. ISO 4126-2:2003. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 2: Bursting Disc Safety Devices.
64. ISO 4126-3:2006. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 3: Safety Valves and Bursting Disc Safety Devices in Combination.
65. ISO 4126-4:2004. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 4: Pilot-Operated Safety Valves.
66. ISO 4126-5:2004. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 5: Controlled Safety Pressure Relief Systems (CSPRS).
67. ISO 4126-6:2003. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 6: Application, Selection and Installation of Bursting Disc Safety Devices.
68. ISO 4126-7:2004. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 7: Common Data.
69. ISO 4126-9:2008. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 9: Application and Installation of Safety Devices Excluding Stand-Alone Bursting Disc Safety Devices.
70. ISO 4126-10:2010. Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 10: Sizing of Safety Valves and Connected Inlet and Outlet Lines for Gas/Liquid Two-Phase Flow.
71. EN 12952-10:2010. Water-Tube Boilers and Auxiliary Installations. Part 10. Requirements for Safeguards against Excessive Pressure.
72. EN 12953-8:2002. Shell Boilers. Part 8. Requirements for Safeguards against Excessive Pressure.
73. EN 13648-1:2008. Cryogenic Vessels — Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 1. Safety Valves for Cryogenic Service.
74. EN 13648-2:2002. Cryogenic Vessels — Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 2. Bursting Disc Safety Devices for Cryogenic Service.
75. EN 13648-3:2002. Cryogenic Vessels — Safety Devices for Protection against Excessive Pressure. Part 3. Determination of Required Discharge — Capacity and Sizing.
76. ISO 23251:2006. Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. Pressure-Relieving and Depressuring Systems.
77. ISO 28300:2008. Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. Venting of Atmospheric and low-Pressure Storage Tanks (draft of 2nd Edition is available).
78. ISO 25457:2008. Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service.
79. ISO 21013-1:2008. Cryogenic Vessels — Pressure-Relief Accessories for Cryogenic Service. Part 1: Reclosable Pressure-Relief Valves.
80. ISO 21013-2:2007. Cryogenic Vessels — Pressure-Relief Accessories for Cryogenic Service. Part 2: Non-Reclosable Pressure-Relief Devices.
81. ISO 21013-3:2006. Cryogenic Vessels. Pressure-Relief Accessories for Cryogenic Service. Sizing and Capacity Determination.
82. Workbook for Chemical Reactor Relief System Sizing. Contract Research Report 136/1998. — HSE Books, 1998.
83. СТО ИПН/НТП 12-01–2010. Правила расчета и проектирования систем аварийного сброса.

L. B. Korelshteyn

Russian and International Standards and Rules for Pressure Relief System Analysis and Design

Current state of Russian technical regulation in the field of pressure relief system analysis and design in comparison with US and EN standard and rule systems is considered. The steps by NTP Truboprovod for Russian standards and rules modernization in this field are described.

Key words: pressure relief system, safety valve, technical regulation, standard.

«Предклапан» — российский инструмент проектирования систем аварийного сброса

С. Ю. Лисин, Л. Б. Корельштейн
ООО «НТП Трубопровод»

В статье рассматриваются возможности новой версии программы «Предклапан», предназначенной для проектирования систем аварийного сброса, и дальнейшие планы развития этой программы.

Ключевые слова: система аварийного сброса, предохранительный клапан, программа «Предклапан».

В быстро развивающемся мире инженерных расчетов и соответствующего специализированного программного обеспечения за решением задач оптимизации, рационального использования материальных и энергетических ресурсов, повышения эффективности производства и т. д. довольно часто недостаточно внимания уделяется такому важному разделу проектирования, как промышленная безопасность. Особенно это касается российской практики проектирования систем аварийного сброса из различных сосудов и аппаратов, снабженных предохранительными клапанами. Сегодня проектировщик, столкнувшийся с такой задачей, может обнаружить не только недостаток специализированных расчетных программных средств для решения подобных задач, но и общую отсталость российской нормативно-правовой базы в этом вопросе. Однако некие проблески имеются и в этой «темной» области проектирования, и об одном из программных средств, предназначенных для решения задач расчета систем аварийного сброса, — программе «Предклапан» — пойдет речь в этой статье.

Программа «Предклапан» предназначена для расчета и выбора общепромышленных предохранительных клапанов прямого действия, применяемых для защиты трубопроводов, сосудов и аппаратов технологических производств (нефтепереработки, нефтехимии, химии и других производств, на которые распространяются требования ПБ 03-585–03 [1] и ПБ 03-576–03 [2]).

Свое начало история программы «Предклапан» берет от конца 1980-х гг., когда во ВНИПИнефть был разработан программный модуль для расчета и выбора предохранительных устройств. Изначально созданная для работы на больших ЭВМ, программа впоследствии была адаптирована к персональным компьютерам (под управлением операционной системы MS-DOS), дополнена диалоговым пользовательским интерфейсом и стала коммерческим продуктом. В 2002 г. программа была полностью переработана для использования в среде операционных систем Windows (***рис. 1***), и с тех пор непрерывно совершенствуется как в плане расчетных возможностей, так и в плане удобства ее применения.

На сегодняшний день «Предклапан» — единственная российская коммерческая программа для расчета и выбора предохранительных клапанов. Программа осуществляет выбор подходящих клапанов или блоков предохранительных устройств из базы данных, предлагая пользователю на выбор несколько приведенных в порядке предпочтения допустимых вариантов. При этом учитываются пропускная способность клапана, материал корпуса, условное давление, температурные пределы применения и климатическое исполнение, наличие устройства для принудительной продувки, необходимость установки сбалансированного клапана или обычного, возможность настройки клапана на требуемое давление и другие параметры. Программа также определяет установочное давление клапана и подбирает нужную пружину, исполнение или число и массу грузов, рассчитывает гидравлические потери на примыкающих трубопроводах и проверяет их допустимость в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.085–2002 [3], а также может осуществлять подбор необходимых диаметров трубопроводов для удовлетворения требований данного стандарта. По результатам выполненных расчетов программа автоматически формирует протокол расчета (по каждому рассчитанному клапану), содержащий исходные данные и результаты выбора, а также сводные и детальные результаты гидравлического расчета примыкающих трубопроводов. Кроме того, можно вывести два сводных документа по всему проекту: спецификацию (по ГОСТ 21.110–95 [4]) и экспликацию предохранительных клапанов. Документы оформляются в соответствии с требованиями ГОСТ 21.1101–2009 [5]. Программа имеет собственную базу данных предо-

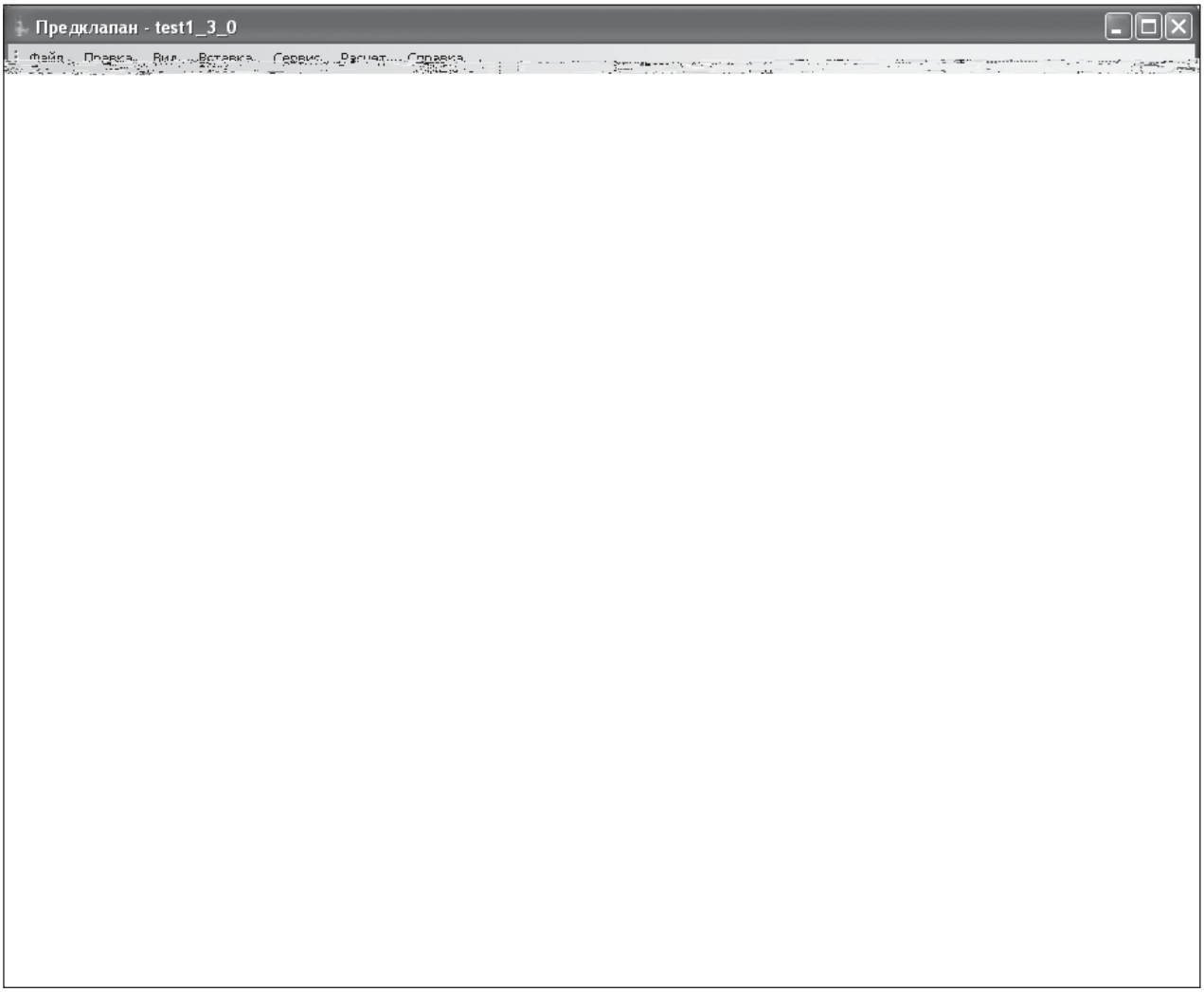


Рис. 1. **Пользовательский интерфейс программы «Предклапан»**

хранительных устройств (***рис. 2***), содержащую предохранительные клапаны и блоки клапанов наиболее известных российских изготовителей общепромышленной предохранительной арматуры, в частности ОАО «Благовещенский арматурный завод» и ЗАО «Армагус». Вся информация поступает в базу данных программы «из первых рук», т. е. от самих изготовителей, и в оперативные сроки.

Помимо собственно выбора предохранительных клапанов программа также может решать задачи проверочного расчета клапанов, что бывает необходимо при реконструкции действующих производств, когда требуется проверить, пригоден ли существующий клапан к работе в новых условиях. В этом случае задаются характеристики самого клапана, а программа проверяет его пропускную способность и выполняет расчет примыкающих трубопроводов.

Программа содержит мощные инструменты для точного расчета теплофизических свойств различных сбрасываемых сред, предусмотрен специальный модуль для расчета сброса воды и пара, а также библиотеки для расчета свойств продуктов, в том числе нефтяных фракций, по их покомпонентному составу. «Предклапан» рекомендован к использованию при проектировании и эксплуатации химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, а также других взрывоопасных объектов (письмо Госгортехнадзора РФ № АС-04-35/444 от 07.08.2002 г.).

Перечисленные выше особенности программы обусловливают ее достаточно большую популярность в России и странах СНГ. Среди более чем 200 пользователей программы такие крупные проектные институты и организации, как ОАО «Татнефть», ОАО «Самаранефтехимпроект», ОАО «ВНИПИнефть», ТОО «Казцинктех» (г. Усть-Каменногорск, Казахстан), ЗАО «Нефтехимпроект» (г. Санкт-Петербург), Рязанская нефтеперерабатывающая компания,

ООО «НК «Роснефть-НТЦ» (г. Краснодар), ГУП «Институт нефтехимпереработки» (г. Уфа) и многие другие.

Несмотря на достигнутые успехи, программа постоянно совершенствуется, чтобы соответствовать современным задачам проектирования и пожеланиям пользователей. В период подготовки данной статьи проходило стадию финального тестирования новое большое обновление «Предклапана» (версия 3.0), которое предоставит пользователю значительно улучшенный функционал и новые возможности.

Прежние пользователи программы наверняка обратят внимание на новую возможность автоматического выбора готовых блоков предохранительных клапанов с переключающими устройствами. Кроме того, в случае выбора блока гидравлические сопротивления его переключающих устройств автоматически учитываются в процессе расчета трубопроводов. Информация о блоке и переключающих устройствах автоматически появится также во всех выходных документах программы. Выбор готовых, комплектно поставляемых блоков — элемент хорошей современной практики проектирования, и нет сомнений, что эта новая опция будет сразу востребована при использовании программы. Такая возможность появилась благодаря модернизированной базе данных программы, которая теперь, наряду с клапанами, содержит также блоки предклапанов и информацию об их переключающих устройствах (***рис. 3***). Сама база предохранительных устройств сверена с самой последней номенклатурой (каталогами) ОАО «Благовещенский арматурный завод» и ОАО «Армагус», и при этом была значительно расширена, дополнена новыми, современными клапанами и вариантами их исполнения. В процессе пополнения базы данных разработчики программы интенсивно взаимодействовали с ведущими специалистами заводов-изготовителей. Но, как и прежде, каждому пользователю представляется инструмент для самостоятельного ведения и пополнения этой базы данных.

Среди других заметных обновлений программы — более детальный и содержательный протокол расчета, особенно в части диагностических сообщений, а также исходных данных и результатов расчета примыкающих трубопроводов.

Ряд новых возможностей программы радикально раздвигает рамки решаемых задач.

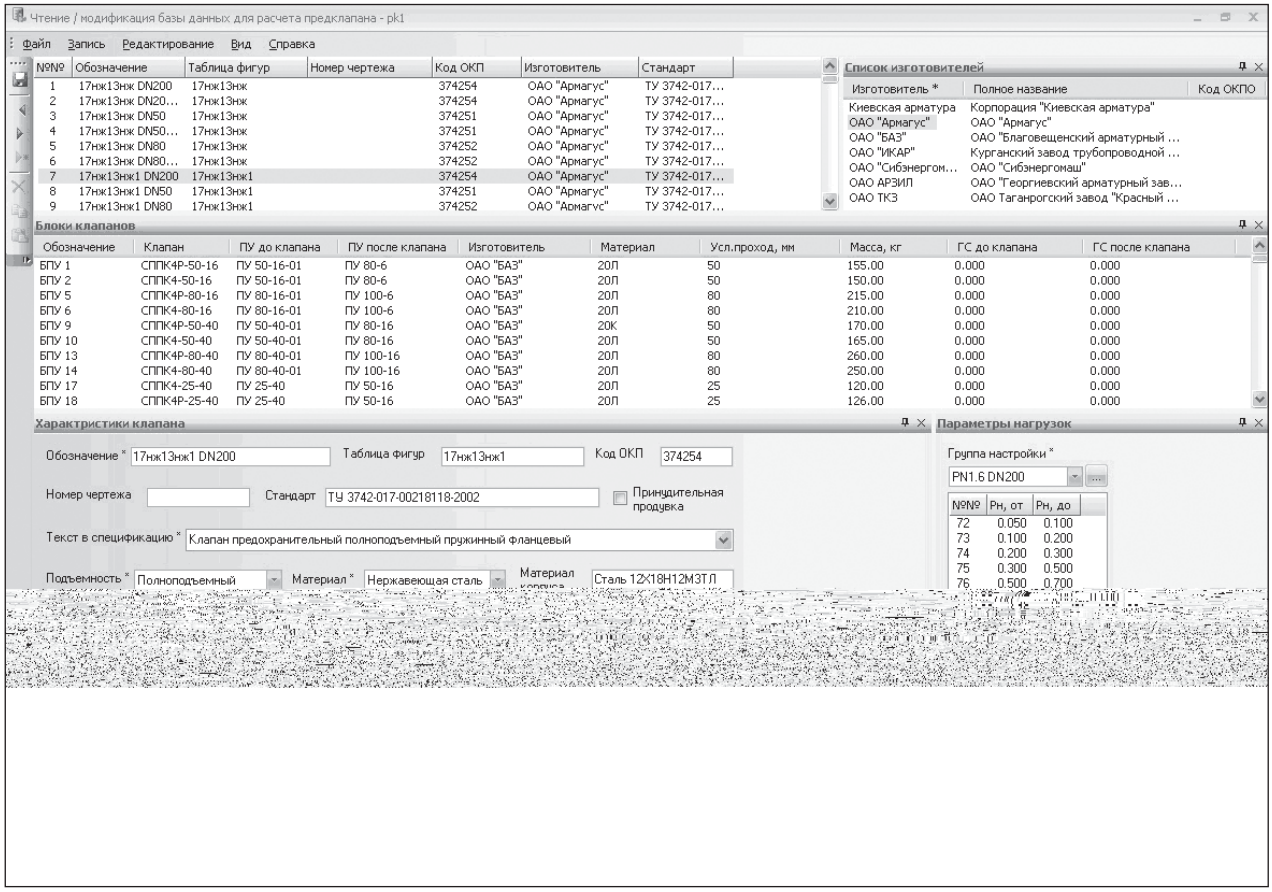


Рис. 2. **База данных предохранительных клапанов и блоков**

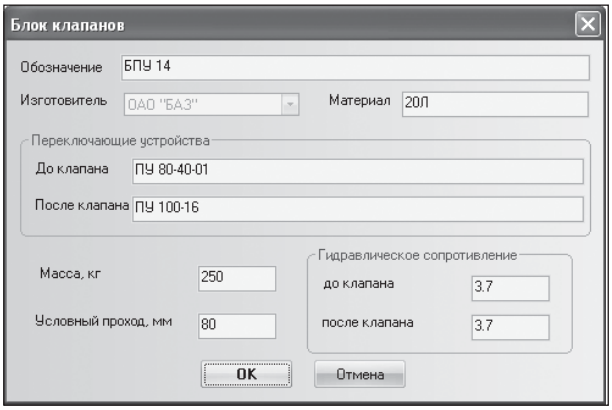


Рис. 3. **Параметры блока с переключающими устройствами в базе данных программы**

В первую очередь следует отметить, что новая версия «Предклапана» теперь может, наряду с задачами сброса жидких или газообразных продуктов, решать задачу расчета и выбора клапанов для различных случаев двухфазного газожидкостного течения, вскипания или конденсации продукта в клапане (***рис. 4***). Для решения таких задач в программе реализована методика HDI (Homogenous Direct Integration — метод прямого интегрирования уравнений модели однородного равновесного течения), которая на сегодняшний день является наиболее универсальной и общепринятой для указанных расчетов, рекомендована стандартом API 520 [6]. Методика восполняет пробел действующего ГОСТ 12.2.085–2002 на расчет и выбор предохранительных устройств, не регламентирующего расчет сброса двухфазных смесей. Эта методика позволяет рассчитывать наиболее распространенные случаи двухфазного течения в клапане, включая сброс через клапан кипящей двухфазной смеси, вскипание сбрасываемой жидкости в самом клапане, ретроградную конденсацию сбрасываемого газа в клапане. Выбор коэффициентов расхода предохранительных устройств для двухфазного течения выполняется согласно рекомендациям профессора R. Darby — одного из наиболее авторитетных в мире специалистов в области проектирования систем аварийного сброса [7].

Модуль расчета по методике HDI позволяет также рассчитывать сброс жидкостей и газов, что особенно актуально при расчете газов, сильно отклоняющихся от идеальных (например, газообразных продуктов в критической области или суперкритических продуктов при высоких давлениях). Расчет по методике HDI в этом случае будет более точен, чем аналогичный расчет по формулам ГОСТ 12.2.085–2002.

Реализованный в новой версии программы метод расчета охватывает многие ранее не учтенные ситуации, возникающие при расчетах систем сброса, однако, разумеется, не все без исключения. Так, например, программа в настоящий момент не учитывает термодинамическую неравновесность, которая может возникнуть в случаях кипения жидкости при ее сбросе через предохранительные клапаны небольшого размера. Дело в том, что при низких массовых газосодержаниях продукта (менее 0,1) термодинамическое равновесие не успевает установиться, и в этом случае реализованная в программе модель может недооценивать пропускную способность клапана, к счастью, недооценка идет в запас. Также реализованная настоящая методика не позволяет рассчитывать случаи так называемого «замороженного» течения — довольно редкого случая сброса жидкости вместе с неконденсируемым газом. Особенность состоит в том, что для таких ситуаций очень важным становится учет проскальзывания фаз при их течении, которое реализованная в программе модель однородного равновесного течения (homogenous equilibrium model — HEM) не учитывает. Расчеты с учетом этих факторов планируется добавить в будущих версиях «Предклапана».

Реализация расчетов сброса кипящих газожидкостных смесей была бы невозможна без существенного усовершенствования термодинамических пакетов для расчетов теплофизических свойств и фазовых равновесий (на каждом этапе интегрирования по методу HDI необходимо решать различные задачи фазового равновесия). Именно поэтому был модернизирован в части расчета энтропии и изоэнтропного расширения входящий в состав программы «Предклапан» модуль «СТАРС». Кроме того, к программе была подключена новая версия модуля «WaterSteamPro» для более точного расчета свойств воды, водяного пара и пароводяных смесей. И, нако-

Рис. 4. **Сброс вскипающего продукта**

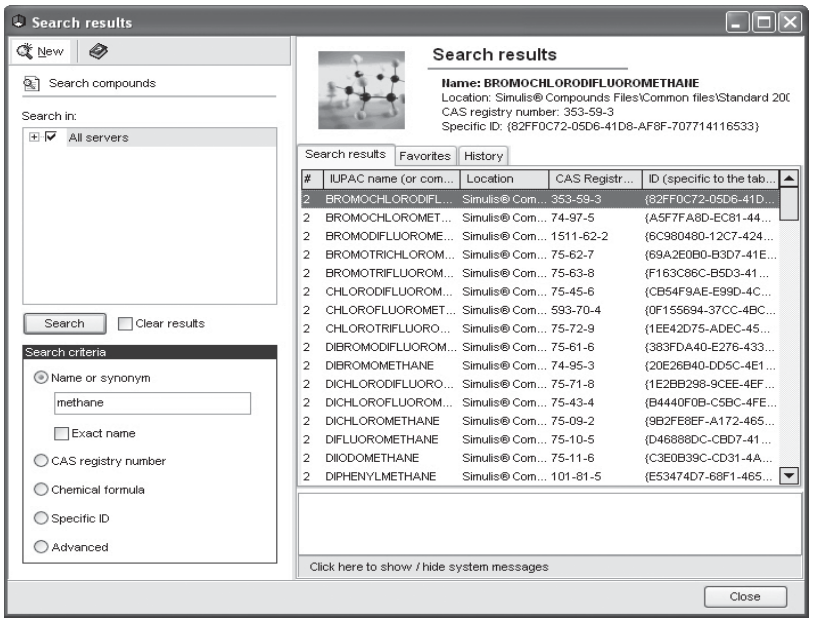
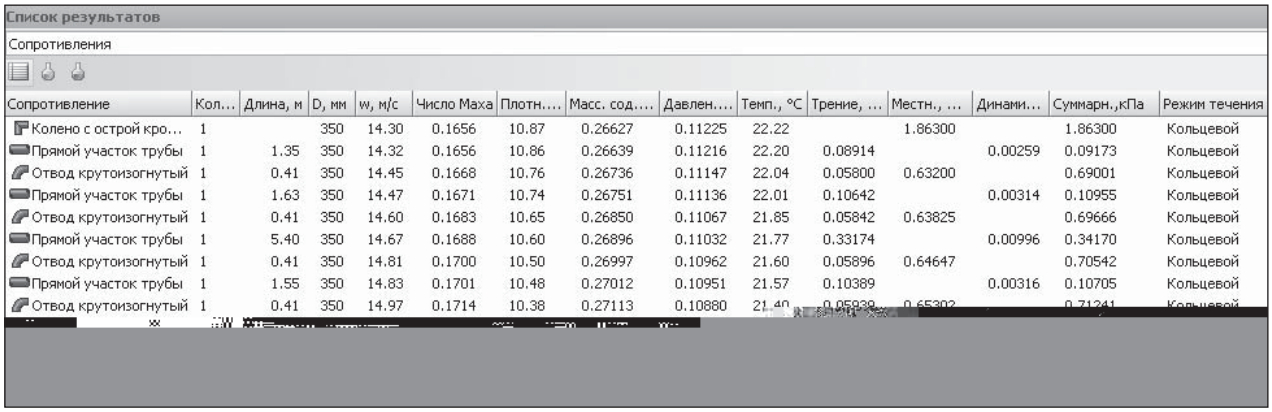


Рис. 5. **Задание состава продукта в «Simulis Thermodynamics»**

нец, начиная с версии 3.0 с «Предклапаном» интегрирован специальный пакет расчетов свойств «Simulis Thermodynamics» (***рис. 5***) французской компании «ProSim», также позволяющий выполнять расчеты теплофизических свойств сбрасываемых продуктов и их фазовых равновесий. Данный пакет содержит сведения о более 2000 различных индивидуальных веществ, позволяет моделировать так называемые псевдокомпоненты (нефтяные фракции), поддерживает возможность ведения и пополнения своей базы данных, а также обладает гибкостью настройки расчетных методов и корреляций. Область применения «Simulis Thermodynamics» значительно шире, чем библиотеки «СТАРС» (изначально «заточенной» под нефтехимию и нефтепереработку). Именно поэтому «Simulis Thermodynamics» был выбран разработчиками «Предклапана» в качестве дополнительного расчетного инструмента, который мог бы восполнить пробелы, характерные для применения «СТАРС». «Simulis Thermodynamics» может служить не только хорошим дополнением программ ООО «НТП Трубопровод», но, как и отдельный программный продукт «СТАРС», может использоваться проектировщиками самостоятельно при выполнении ими разнообразных расчетов. Подробнее о «Simulis Thermodynamics» см. статью [8].

Также в новой версии «Предклапана» значительной модернизации подверглись гидравлические расчеты примыкающих к клапанам трубопроводов. Теперь, наряду с расчетом изотермического течения (течения с постоянной температурой), программа может выполнять теплогидравлический расчет с учетом теплопотерь в окружающую среду. Такой расчет учитывает влияние параметров расположения трубопроводов, наличие теплоизоляционной конструкции и позволяет рассчитывать перепад температуры по ходу течения. Особенно актуальна эта возможность для двухфазных газожидкостных течений, и теперь «Предклапан» может рассчитывать перепад давления и температуры для таких течений (***рис. 6***), а также отслеживать места вскипания/конденсации продукта, если это имеет место. Гидравлический расчет газожидкостных течений ведется по самым современным и наиболее точным «механистическим» моделям, кроме того, пользователь программы имеет возможность выбора и настойки методов этих расчетов. В дополнение к этому в новой версии «Предклапана» также реализован расчет случаев критического истечения в отводящих трубопроводах для двухфазных продуктов, которое нередко имеет место в трубопроводах аварийного сброса. Программа, как и раньше, диагностирует места возникновения такого истечения, но теперь еще и учитывает это при гидравлическом расчете. В дальнейшем аналогичную возможность планируется реализовать и для газообразных продуктов.

Говоря о расчетах гидравлики трубопроводов, важно упомянуть, что команда разработчиков «Предклапана» занимается также созданием другой программы — «Гидросистема», предназначенной для гидравлических расчетов трубопроводных систем произвольного назначения и топологии. Поэтому опыт и наработки, полученные при разработке новой версии «Пред-


Список результатов

Сопротивления

Сопротивление	Кол...	Длина, м	D, мм	w, м/с	Число Маха	Плотн....	Масс. сод....	Давлен....	Темп., °C	Трение, ...	Местн., ...	Динами...	Суммарн.,кПа	Режим течения
Колено с острой кро...	1		350	14.30	0.1656	10.87	0.26627	0.11225	22.22		1.86300		1.86300	Кольцевой
Прямой участок трубы	1	1.35	350	14.32	0.1656	10.86	0.26639	0.11216	22.20	0.08914		0.00259	0.09173	Кольцевой
Отвод крутоизогнутый	1	0.41	350	14.45	0.1668	10.76	0.26736	0.11147	22.04	0.05800	0.63200		0.69001	Кольцевой
Прямой участок трубы	1	1.63	350	14.47	0.1671	10.74	0.26751	0.11136	22.01	0.10642		0.00314	0.10955	Кольцевой
Отвод крутоизогнутый	1	0.41	350	14.60	0.1683	10.65	0.26850	0.11067	21.85	0.05842	0.63825		0.69666	Кольцевой
Прямой участок трубы	1	5.40	350	14.67	0.1688	10.60	0.26896	0.11032	21.77	0.33174		0.00996	0.34170	Кольцевой
Отвод крутоизогнутый	1	0.41	350	14.81	0.1700	10.50	0.26997	0.10962	21.60	0.05896	0.64647		0.70542	Кольцевой
Прямой участок трубы	1	1.55	350	14.83	0.1701	10.48	0.27012	0.10951	21.57	0.10389		0.00316	0.10705	Кольцевой
Отвод крутоизогнутый	1	0.41	350	14.97	0.1714	10.38	0.27113	0.10880	21.40	0.05839	0.65302		0.71241	Кольцевой

Рис. 6. **Расчет двухфазного течения в отводящем трубопроводе**

клапана», планируется перенести и в «Гидросистему». В этом плане разработка обеих программ ведется с углублением интеграции между ними, что, в конечном счете, расширяет возможности каждой из них. Например, будущие версии «Предклапана» планируется пополнить такими возможностями «Гидросистемы», как расчет трубопроводов произвольной конфигурации и топологии (текущая версия «Предклапана» рассчитывает только неразветвленные отводящий и подводящий трубопроводы), графический показ схемы трубопроводов и визуализация результатов расчета на этой схеме, расчет «замороженного течения» с учетом проскальзывания фаз и многими другими. В свою очередь, в будущих версиях «Гидросистемы» будет реализован расчет критического истечения и другие нововведения «Предклапана» вплоть до реализации самостоятельного элемента «предохранительный клапан» в «Гидросистеме», который может быть вызван из нее для выполнения специфических расчетов, характерных для систем аварийного сброса. Таким образом, разработчики обеих программ нацелены на углубление интеграции между ними, что оптимизирует и сам процесс разработки программного обеспечения.

Резюмируя все вышесказанное, следует отметить, что новая версия программы «Предклапан» продолжает нелегкий путь адаптации к российским реалиям задач проектирования систем аварийного сброса и даже немного «забегает вперед», поскольку в некоторых аспектах своего развития она опережает не только инженерную практику, но и действующую нормативную базу расчетов и проектирования систем аварийного сброса. Дело в том, что многие действующие нормативные документы по проектированию таких систем, в частности ГОСТ 12.2.085–2002, не только отстают от своих зарубежных аналогов, но и зачастую содержат неточные, противоречивые и вызывающие недопонимание проектировщиков формулировки. Например, при выборе предохранительных клапанов в нормативных документах до сих пор существует путаница между параметрами защищаемой системы и самого клапана (такими как «давление настройки», «давление начала открытия клапана», «установочное давление» и т. д.), четких и правильных определений которых в данных документах нет. Программа «Предклапан» в этом случае следует международному опыту проектирования систем аварийного сброса и, начиная с новой версии, вносит большую ясность во все эти термины, исходя из их физического смысла, и, в частности, более четко разделяет параметры защищаемой системы и клапана.

Кроме того, в российских, да и в зарубежных нормативных документах недостаточно обоснованы, а зачастую и не всегда понятны требования к проектированию примыкающих к клапанам трубопроводов. Не говоря уже о том, что действующая нормативная база не предусматривает многие ситуации, часто встречающиеся в практике проектирования и работы систем аварийного сброса, например сброс двухфазных газожидкостных смесей. Эта тема настолько сложна и многогранна, что заслуживает отдельной статьи, и в рамках текущей подробно рассматриваться не будет. В контексте данной статьи упомянем лишь то, что разработчики программы «Предклапан» осуществляют ее развитие параллельно и в увязке с работой над новыми российскими нормативно-методическими документами на основе международного опыта.

ООО «НТП Трубопровод» с 2009 г. является членом DIERS User Group (Международного сообщества специалистов по проблемам проектирования систем аварийного сброса), и наряду с другими членами Сообщества участвует в разработке специальных пособий по расчетам таких систем и планирует перенять опыт и разработки DIERS для последующего использования в рос-

О применении армированных труб из полиамида Termoflex LPG

Д. М. Иткина
ООО «НТП Трубопровод»

Показаны высокие эксплуатационные качества многослойных труб из упрочненного полиамида с оригинальной конструкцией соединительных элементов, предназначенных для подземной транспортировки сжиженных углеводородных газов.

Ключевые слова: гибкая труба, арамидное волокно, прочность, сжиженные углеводородные газы, подземная транспортировка.

Консерватизм российских норм общеизвестен. Во многих случаях это неплохо, особенно с точки зрения безопасности, поскольку нормы безопасности выработаны с учетом громадного и часто печального опыта многих поколений производственников. Поэтому новшества часто с трудом пробивают себе дорогу к российским нормативным документам. Но появляются новые, более безопасные конструкции, более прочные и стойкие материалы, которые Государственная система стандартов, а за ней и стандарты организаций не успевают «переварить». На наш взгляд, в этом смысле особенно не повезло изделиям из полимерных материалов (СН 550–82 [1]; ПБ 03-540–03 [2], п. 5.5.2; ПБ 12-609–03 [3], п. 2.2.5). В указанных нормативных документах для расчетов трубопроводов приводятся прочностные характеристики полимеров старых марок, применявшихся еще в СССР. Приятным исключением является СТО Ростехэкспертиза 10.001–2009, в котором имеется методика расчета на прочность труб, армированных кевларовыми нитями «Изопрофлекс-А» [4, 5].

В ГОСТ Р 52134–2003 [6] и СП 40-102–2000 [7] содержатся сведения о полиэтилене, полипропилене, поливинилхлориде, полибутене, но не упоминается полиамид — материал, отличающийся не меньшей, чем перечисленные полимеры, прочностью, химической и температурной стойкостью. Полиамид широко применяется, в том числе и в изготовлении труб, и в СП 62.13330.2011 [8], п. 4.1, полиамид уже упомянут в числе материалов, рекомендуемых для строительства сетей газораспределения.

НТП Трубопровод дало положительное заключение о безопасности применения армированных трехслойных труб подземной укладки для транспортирования сжиженных углеводородных газов (СУГ). Точнее будет сказать, что заключение и, соответственно, разрешение Ростехнадзора дано не только на трубы (***рис. 1***), но и на конструкцию трубопровода Termoflex LPG бельгийской фирмы TCI-Environment.

Для подсоединения гибкой трубы к аппарату используется муфта, состоящая из двух резьбовых фитингов: штока (ниппеля) с резьбовым буртиком (резьба наружная) и обжимной гильзы (наконечника) с внутренней резьбой (***рис. 2***). Конец трубы, определенным образом подготовленный, проталкивают в кольцевое пространство между наконечником и ниппелем и с помощью обжимной машины изготавливают неразъемное соединение.

Сама труба (изготовитель — фирма PolyFlow Inc., США) состоит из внутренней герметизирующей полимерной оболочки, на внешнюю поверхность которой нанесено два слоя армирующей нити под разными углами к оси трубы. Поверх армировки положен еще один полимерный слой для защиты армирующей системы от механических повреждений. Материал слоев:

- внутренний слой — нейлон 6, на основе полиамида ПА 6, 70%, наполнитель — стекло, оксиды (изготовитель BASF Corporation, США);
- оплетка продольно-поперечная из арамидной нити Twaron 1008 (изготовитель TEIJIN Aramid BV, Нидерланды); арамидная нить — синтетическое волокно высокой механической и термической прочности, полипарафенилентерефталамид;

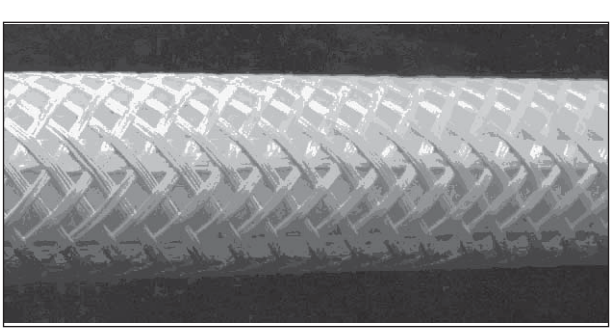


Рис. 1. **Труба Termoflex**

Рис. 2. **Обжимная гильза и ниппель**

• внешний слой — полипропиленовая пленка (изготовитель Washington Penn Plastic Co., Inc., США).

Арамидная нить принимает на себя всю нагрузку от внутреннего давления. Полимерные слои, в силу малой деформации системы, нагружены незначительно. В связи с этим прочностные (кратковременные и долговременные) свойства таких труб в первую очередь определяются характеристиками нити, а выбор параметров армирующей системы (прочность нити и ее количество) может производиться без учета прочностных и деформационных характеристик полимерных слоев [9].

Испытания труб изготовитель проводит в соответствии с нормами ASTM, из которых в первую очередь назовем ASTM D 1598 [10] (контроль времени разрушения пластиковой трубы при постоянном внутреннем давлении) и ASTM D 1599 [10] (испытание на разрыв кратковременным повышением давления в пластиковых трубах и фитингах).

Трубопровод рассчитан на рабочее давление до 3,5 МПа, температурные пределы его применения от –50 до +65°С. Прочностные характеристики труб подтверждаются результатами испытаний на:

• прочность при давлении 1,5 $P_{раб}$ в течение 100 ч;

• растяжение (разрыв);

• удар;

• стойкость к циклическим температурным колебаниям от – 20 до +60°С;

• многократный изгиб;

• трубопроводов на герметичность соединений труб с наконечниками (пневматические испытания давлением 0,6 МПа).

После операции обжима трубопровод проходит контрольное испытание на герметичность соединений давлением 1,5$P_{раб}$, что превышает требование ПБ 12-527–03 [11], п. 4.21.

Сертификат Bureau Veritas испытаний на разрыв с соединительными элементами показывает:

• DN20 разрывное давление 31,8 МПа, удлинение при разрыве 0,6%;

• DN25 разрывное давление 21 МПа, удлинение при разрыве 0,26%.

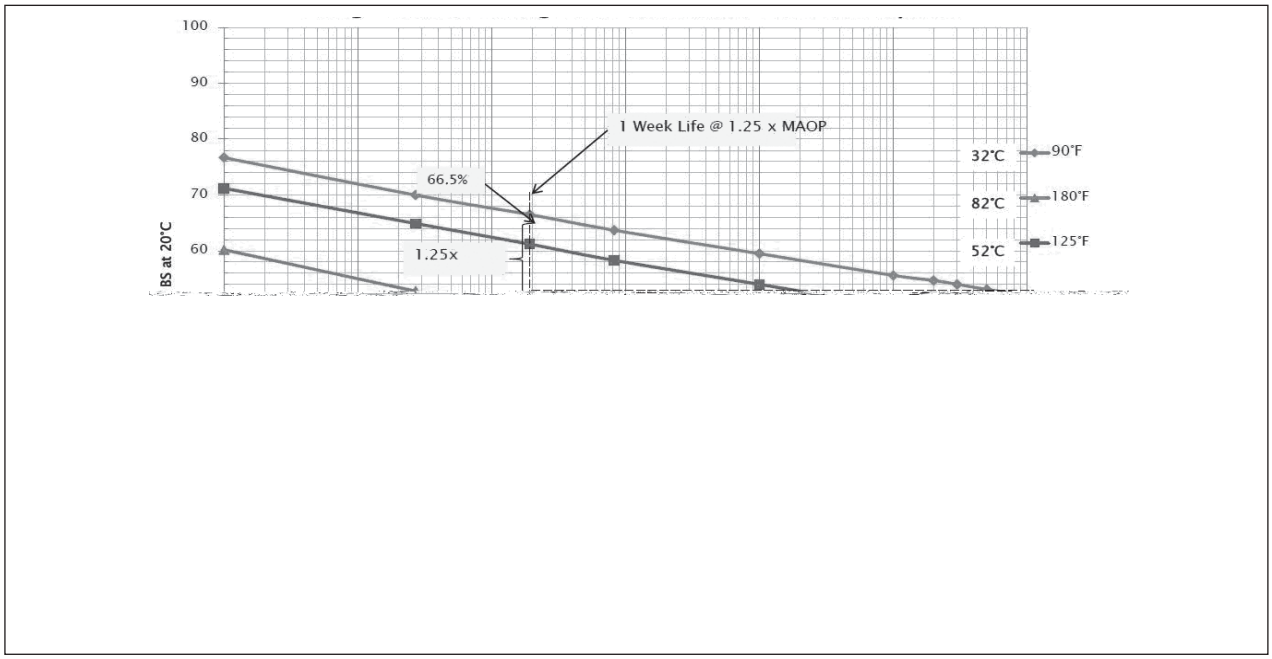


Рис. 3. **Зависимость длительной прочности трубы Termoflex от срока службы**

Таким образом, давление разрушения более чем в 6 раз превышает заявленное максимальное рабочее давление.

Длительные испытания подтверждают, что максимальный срок службы труб, упрочненных арамидным волокном, составляет 50 лет (***рис. 3***). Накоплен немалый опыт эксплуатации подобных трубопроводов. По данным ООО «СиДжиЭйч РУС», дочернего предприятия TCI-Environment, занимающегося поставкой таких труб в Россию, их используют свыше 250 газозаправочных станций компаний Shell, BP, ЛУКОЙЛ, Esso, Texaco/Delec, Totalgaz, Repsol, Q8, Eni, Agip и около 100 независимых частных автогазозаправочных станций (АГЗС). В Польше эти трубопроводы используют более 60 АГЗС, в Турции — более 30, в Бельгии — более 25, в Австрии — 3 станции BP на автострадах.

Если учесть, что давление СУГ в резервуаре находится в пределах 1,6–2,5 МПа, а многие резервуары снабжены редуктором, снижающим давление паровой фазы, то можно сделать вывод о возможности более широкого включения труб из полиамида в разрабатываемые проекты и их успешного применения в России для изготовления трубопроводов подземной транспортировки СУГ.

Литература

1. СН 550–82. Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб.
2. ПБ 03-540–03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.
3. ПБ 12-609–03. Правила безопасности для объектов использующих сжиженные углеводородные газы.
4. СТО Ростехэкспертиза 10.001–2009. Тепловые сети. Нормы и методы расчета на прочность.
5. *Магалиф В. Я., Матвеев А. В.* Новый этап развития российских норм по расчету на прочность технологических трубопроводов // Технологии нефти и газа. — 2012. — № 3. — С. 6–10.
6. ГОСТ Р 52134–2003. Трубы напорные из термопластов и соединительные детали к ним для систем водоснабжения и отопления. Общие технические условия.
7. СП 40-102–2000. Проектирование и монтаж трубопроводов систем водоснабжения и канализации из полимерных материалов. Общие требования.
8. СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01–2002.
9. *Гориловский М., Гвоздев И., Швабауэр В.* К вопросу прочностного расчета армированных полимерных труб // Полимерные трубы. — 2005. — № 2. — http://journal.plastic-pipes.ru/issues/2005/2.
10. ASTM D 1598. Test Method for Time to Failure of Plastic Pipe under Constant Internal Pressure. Used to Determine the Hydrostatic Design Basis for Thermoplastic Pipes.
11. ASTM D 1599. Test Method for Short-Term Hydraulic Failure Pressure of Plastic Pipe, Tubing and Fitting.
12. ПБ 12-527–03. Правила безопасности при эксплуатации автомобильных заправочных станций сжиженного газа.

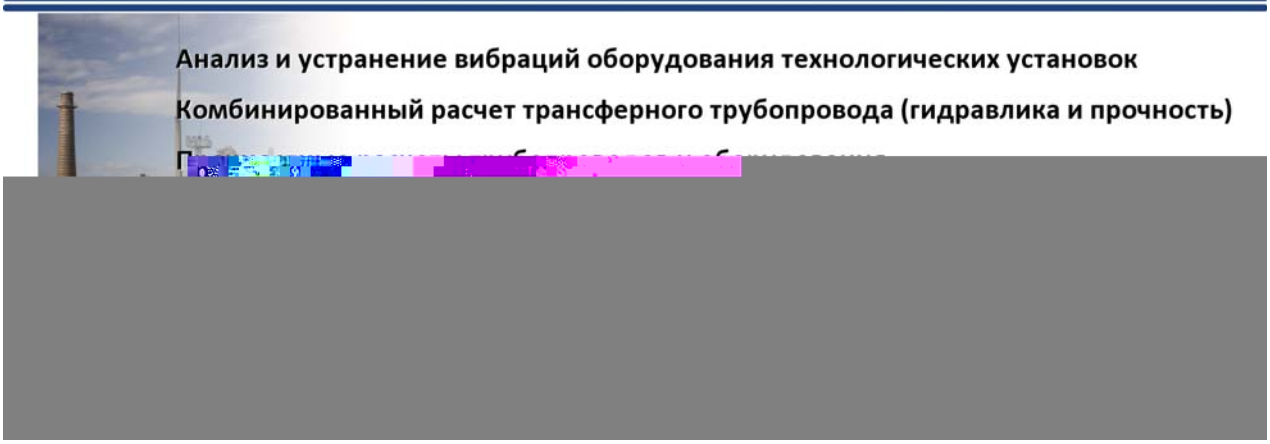
D. M. Itkina

Usage of Polyamide Reinforced Pipes Termoflex LPG

The article describes the advantages of 3-layers plastic tubes with special connecting elements for underground LPG transfer.

Key words: flexible pipe, aramid fiber, durability, LPG, underground transfer.

Инженерные расчеты любой сложности



Местная устойчивость стенки вакуумных участков трубопроводов

А. В. Матвеев
ООО «НТП Трубопровод»

Предложена методика, в которой оценка прочности и оценка устойчивости производятся раздельно, в отличие от методики, приведенной в ГОСТ 14249–89 на сосуды и аппараты. Методика адаптирована применительно к трубопроводам с избыточным наружным давлением.
На конкретном примере показано, что такой подход позволяет существенно снизить запасы при оценке местной устойчивости стенки трубопровода.

Ключевые слова: трубопровод, оценка прочности, оценка местной устойчивости трубы, теорема Папковича.

Опыт применения стандарта ассоциации «Ростехэкспертиза» СА 03-003–07 [1] к расчету вакуумных трубопроводов в программе «СТАРТ» [2] показал, что методика ГОСТ 14249–89 [3] расчета на прочность сосудов и аппаратов, на которую ссылается СА 03-003–07, оказывается чрезмерно консервативной при оценке устойчивости трубопроводов.

Согласно [3], каждый из внутренних силовых факторов P, F, M, Q (будем условно называть X) вычисляется по формуле

$$[X]=\frac{[X]_{\text{П}}}{\sqrt{1+\left(\frac{[X]_{\text{П}}}{[X]_E}\right)^2}}, \qquad (1)$$

где $[X]_E$ — допускаемый силовой фактор из условия устойчивости в предположении линейно упругой работы металла; $[X]_{\text{П}}$ — допускаемый силовой фактор из условия прочности.

Допускаемые силовые факторы $[X]_E$ справедливы только при условии, что максимальные эквивалентные напряжения σ_e не превышают предел пропорциональности материала, так как получены в предположении справедливости закона Гука. Вычисление допускаемых силовых факторов за пределом упругости представляет собой довольно сложную задачу, которая в общем случае может быть решена лишь с использованием ЭВМ. По этой причине авторами [3] был использован приближенный подход (формула 1) и введен дополнительный коэффициент запаса к силовым факторам $[X]_E$, который должен принимать максимальное значение, если в момент потери устойчивости напряжения равны пределу пропорциональности металла [4].

Поскольку значение предела пропорциональности в стандартах не нормируется, авторами [3] в качестве предельного значения был использован предел текучести с коэффициентом запаса 1,5.

Формула (1) обеспечивает запас устойчивости, равный 1,414 при $[X]_E = [X]_{\text{П}}$. Таким образом:

- если в момент потери устойчивости напряжения равны условному пределу пропорциональности $[X]_E = [X]_{\text{П}}$, то коэффициент запаса оказывается максимальным $[X] = [X]_E/1{,}414$;
- если в момент потери устойчивости напряжения существенно меньше условного предела пропорциональности $[X]_E << [X]_{\text{П}}$, допускаемый силовой фактор будет определяться условиями устойчивости в предположении упругой работы металла $[X] \approx [X]_E$;
- если напряжения существенно больше предела пропорциональности $[X]_E >> [X]_{\text{П}}$, допускаемый силовой фактор будет определяться исключительно условиями прочности $[X] \approx [X]_{\text{П}}$.

Условие устойчивости согласно [3] выглядит следующим образом:

$$\frac{P}{[P]}+\frac{F}{[F]}+\frac{M}{[M]}+\left(\frac{Q}{[Q]}\right)^2 \le 1. \qquad (2)$$

Уравнение (2) соответствует теореме П. Ф. Папковича, которая позволяет оценить устойчивость тела при многопараметрической нагрузке. Кратко теорема формулируется так: пограничная поверхность области устойчивости всегда выпукла [5, 6]. Практическая значимость теоремы состоит в том, что она гарантирует уменьшение области устойчивости при замене пограничной поверхности плоскостью. Таким образом, уравнение (2) позволяет с гарантированным запасом оценить устойчивость трубы при одновременном действии нескольких силовых факторов X.

Следует отметить, что теорема Папковича применима только к задаче устойчивости и ее не следует применять для оценки прочности, поскольку результат вычисления оказывается чрезмерно консервативным. Продемонстрируем это на примере.

Был произведен расчет трубы 159×8, допускаемое напряжение принято [σ] = 14 700 тс/м², по методике [3] получены следующие значения допускаемых силовых факторов:

$[P]_П$ = 1560 тс/м²; $[P]_E$ = 3200 тс/м²;
$[P]$ = 1400 тс/м²;

$[F]_П$ = 55,8 тс/м; $[F]_E$ = 3890 тс/м;
$[F]$ = 55,79 тс/м;

$[M]_П$ = 1,99 тс·м; $[M]_E$ = 159 тс·м;
$[M]$ = 1,99 тс·м;

$[Q]_П$ = 13,2 тс; $[Q]_E$ = 229 тс; $[Q]$ = 13,2 тс.

В качестве примера примем следующие значения действующих силовых факторов: P = 730 тс/м², F = 25 тс, M = 1 тс·м, Q = 6 тс и выполним расчет по формуле (2):

$$\frac{730}{1400}+\frac{25}{55,79}+\frac{1}{1,99}+\left(\frac{6}{13,2}\right)^2=1,68>1.$$

Оказывается, что условия устойчивости не выполнены (превышение в 1,68 раза).

Подставив в формулу (2) допускаемые значения по условиям устойчивости $[X]_E$

$$\frac{730}{3200}+\frac{25}{3890}+\frac{1}{159}+\left(\frac{6}{229}\right)^2=0,24<1,$$

получим коэффициент запаса 0,24, т. е. на самом деле условия устойчивости выполнены с большим запасом.

Если подставить в формулу (2) допускаемые значения по условиям прочности

$$\frac{730}{1560}+\frac{25}{55,8}+\frac{1}{1,99}+\left(\frac{6}{13,2}\right)^2=1,62>1, \quad (3)$$

то становится понятно, что определяющим фактором в нашем случае являются условия прочности, а не условия устойчивости.

Сравним формулу (2) с условиями прочности по теории наибольших касательных напряжений (третья теория прочности).

Кольцевое напряжение:

$$\sigma=\frac{P(D_i+s)}{2s}=\frac{-730(0,143+0,008)}{2\cdot 0,008}=-6889 \text{ тс/м}^2.$$

Продольное напряжение от продольной силы:

$$\sigma_N=\frac{F}{A_P}=\frac{25}{3,594\cdot 10^{-3}}=6956 \text{ тс/м}^2.$$

Продольное напряжение от момента:

$$\sigma_M=\frac{M}{W}=\frac{1}{1,364\cdot 10^{-4}}=7329 \text{ тс/м}^2.$$

Суммарное продольное напряжение:

$$\sigma_z=\pm\sigma_N\pm\sigma_M=-14285 \text{ тс/м}^2.$$

Касательные напряжения от поперечной силы:

$$\tau=\frac{2Q}{A_P}=\frac{2\cdot 6}{3,594\cdot 10^{-3}}=3339 \text{ тс/м}^2.$$

Получаем эквивалентное напряжение

$$\sigma_e=\sqrt{\sigma^2-\sigma\sigma_z+\sigma_z^2+4\tau^2}=14061 \text{ тс/м}^2. \quad (4)$$

Отношение вычисленного эквивалентного напряжения к допускаемому

$$\frac{\sigma_e}{[\sigma]}=\frac{14061}{14700}=0,96. \quad (5)$$

Следовательно, условия прочности для данной трубы выполнены с коэффициентом запаса 0,96. Однако по формуле (2) условия прочности не выполнены с коэффициентом запаса 1,62 (3). В чем же причина?

Представим формулу (2) в следующем виде:

$$\frac{\sigma}{[\sigma]}+\frac{\sigma_N}{[\sigma]}+\frac{\sigma_M}{[\sigma]}+\left(\frac{2\tau}{[\sigma]}\right)^2\le 1.$$

Затем получим формулу для эквивалентных напряжений:

$$\sigma_e=\sigma+\sigma_N+\sigma_M+\frac{4\tau^2}{[\sigma]}\le[\sigma],$$

$$\sigma_e=6889+6956+7329+\frac{4\cdot 3339^2}{14700}=24208 \text{ тс/м}^2.$$

Итак, причина заключается в том, что в формуле (2) фактически линейно суммируются напряжения, что соответствует значению 24208 тс/м², а при расчете по формуле (4) эквивалентные напряжения должны быть равны 14061 тс/м². Таким образом, формулу (2) нельзя применять для оценки прочности.

Поэтому было принято решение о доработке методики [3] и внесении следующих изменений в нормы [1].

1. В уравнение (2) введен допускаемый момент из условий устойчивости при кручении $[M_t]$ согласно [5]. В сосудах крутящие моменты практически отсутствуют, поэтому не учтены авторами ГОСТ [6]. Но в трубопроводах крутящие моменты бывают достаточно большими, что может существенно отразиться на устойчивости.

2. В формулу (2) подставлены только значения допускаемых силовых факторов из условий устойчивости $[X]_E$. Коэффициент устойчивости трубы K_E равен

$$K_E = \frac{P}{[P]_E} + \frac{F}{[F]_E} + \frac{M}{[M]_E} + \frac{M_t}{[M_t]_E} + \left(\frac{Q}{[Q]}\right)^2.$$

3. В формуле (5) в качестве допускаемого напряжения вместо [σ] принято 1,5[σ], что соответствует критериям прочности для труб согласно [1]. Коэффициент прочности $K_П$ вычисляется по формуле

$$K_П = \frac{\sigma_e}{1{,}5[\sigma]}.$$

4. Коэффициент запаса устойчивости вычисляется с применением условия, аналогичного формуле (1):

$$K = K_E\sqrt{1+\left(\frac{K_П}{K_E}\right)^2} \le 1.$$

Продемонстрируем преимущества новой методики для рассмотренного выше примера. Коэффициент запаса устойчивости в предположении упругой работы металла равен

$$K_E = \frac{730}{3200} + \frac{25}{3890} + \frac{1}{159} + \left(\frac{6}{229}\right)^2 = 0{,}24.$$

Коэффициент запаса прочности

$$K_П = \frac{\sigma_e}{1{,}5[\sigma]} = \frac{14061}{1{,}5\cdot 14700} = 0{,}64.$$

Окончательно получаем, что коэффициент устойчивости с учетом запаса на работу за пределами упругости равен

$$K = 0{,}24\sqrt{1+\left(\frac{0{,}64}{0{,}24}\right)^2} = 0{,}68 \le 1.$$

Как видим, запас устойчивости трубы на самом деле очень большой (K_E = 0,24 < 1), следовательно, в данном случае определяющим является критерий прочности согласно стандарту [1].

Выводы

Изменение № 4 к СА 03-003-07 содержит модифицированную методику ГОСТ 14249–89, адаптированную для расчета трубопроводов:

- добавлен учет потери устойчивости труб под действием крутящего момента;
- устранена неточность методики, приводящая к неоправданно высоким запасам (в 1,5 раза);
- методика приведена в соответствие с критериями прочности СА 03-003-07;
- реализация новой методики в программе СТАРТ и опыт ее использования позволяют сделать вывод о ее применимости для практических расчетов трубопроводов.

Литература

1. СА 03-003–07. Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов.
2. Программная система СТАРТ. Расчет прочности и жесткости трубопроводов. Руководство пользователя. — М.: ООО «НТП Трубопровод».
3. ГОСТ 14249–89. «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность».
4. *Рачков В. И.* К истории создания норм и методов расчетов на прочность сосудов и аппаратов химической, нефтехимической, нефтегазоперерабатывающей промышленности. Сборник лекций. Расчеты на прочность сосудов, аппаратов и трубопроводов, применяемых на опасных производственных объектах. — Волгоград: Страница-2, 2006.
5. *Биргер И. А., Пановко Я. Г.* Прочность. Устойчивость. Колебания. Т. 3. — М.: Машиностроение, 1968.
6. *Смирнов А. Ф., Александров А. В., Лащеников Б. Я. и др.* Строительная механика. Динамика и устойчивость сооружений. — М.: Стройиздат, 1984.
7. *Вольмир А. С.* Устойчивость упругих систем. — М.: Физматиздат, 1963.

A. V. Matveev

The Local Pipe Wall Stability Problem of Vacuum Piping

The method, in which the evaluation of the strength and stability problems carried out separately in contrast to the method given in GOST 14249–89 is presented in the article. The method is adapted for pipelines with an external pressure.
A specific example is shown that this approach can significantly reduce the local stability reserves.

Key words: pipeline, pipe stress, local stability, Papkovich theorem.

Об одной форме уравнений околокритического течения в трубах

Л. Б. Корельштейн
ООО «НТП Трубопровод»

Предложена форма обыкновенных дифференциальных уравнений установившегося течения реального газа или двухфазного газожидкостного течения в трубах, удобная для численного интегрирования при околокритическом течении (при числах Маха, близких к 1).

Ключевые слова: течение реального газа в трубах, двухфазное газо-жидкостное течение, околокритическое течение, число Маха.

При транспортировке продуктов по технологическим трубопроводам, как правило, стремятся избегать слишком высоких скоростей течения, при которых возникло бы критическое истечение, либо скорость течения или расход приблизились бы к соответствующим критическим значениям. Однако есть ряд важных случаев, когда возникновение критического или околокритического течения возможно, а иногда и неизбежно. К их числу относятся, например, течение газов и двухфазных газожидкостных смесей в отводящих трубопроводах систем аварийного сброса, двухфазные течения в трансферных трубопроводах от печей к ректификационным колоннам.

Одномерные течения сжимаемых продуктов в трубах, в том числе при больших числах Маха, хорошо изучены для идеального газа, когда для различных частных случаев возможны аналитические решения уравнений течения (см., например, [1–5, 23]). Однако для реального (неидеального) газа и тем более для двухфазного газожидкостного течения неидеальных газа и жидкости, как правило, возможно лишь численное решение. При этом в случае околокритического течения использование в гидравлическом и тепловом расчете стандартного подхода, основанного на решении системы обыкновенных дифференциальных уравнений по длине трубы стандартными численными методами, вызывает затруднения. Это связано с тем, что по мере приближения к критическому течению скорость изменения по длине трубы давления и других параметров продукта быстро возрастает и стремится к бесконечности при критическом истечении. При численном интегрировании уравнений это влечет за собой необходимость перехода ко все более мелким шагам по длине, с постоянным пересчетом на каждом шаге теплофизических свойств продукта.

Однако если характеристики трубы, тепловой изоляции и окружающей среды на рассматриваемом участке можно считать постоянными, то все характеристики течения зависят только от термодинамических параметров продукта (давления и температуры или удельной энтальпии) в конкретном сечении трубы. Это позволяет записать уравнения течения как обыкновенные дифференциальные уравнения по давлению. В этом случае сингулярность исчезает, и можно применить стандартные численные методы. Хотя данный прием достаточно распространен, ранее он применялся только к различным частным случаям уравнений течения газов и двухфазных сред, и автору не удалось обнаружить в литературе соответствующих уравнений для общего случая течения. Данная статья восполняет этот пробел.

Околокритическое течение реальных газов

Классические дифференциальные уравнения течения реального газа по прямой трубе имеют вид (см., например, [1–7]):

$$\frac{Aw}{u} = AG = W = \text{const}; \qquad (1)$$

$$udp + d\left(\alpha\frac{w^2}{2}\right) + g\sin\theta dl + \frac{\lambda}{2D}w^2 dl = 0; \qquad (2)$$

$$dh + d\left(\alpha\frac{w^2}{2}\right) + g\sin\theta dl + \frac{q}{W}dl = 0, \qquad (3)$$

где $A = \pi D^2/4 = \text{const}$ — площадь поперечного сечения трубы, м²; D — внутренний диаметр трубы, м; $G = W/A = \text{const}$ — массовая плотность потока, кг/(м²·с); g — ускорение свободного падения, м/с²; h — удельная энтальпия продукта, Дж/кг; l — расстояние от начала трубы, м; p — давление, Па; u — удельный объем продукта, м³/кг; $W = \text{const}$ — массовый расход продукта, кг/с; w — средняя по сечению трубы скорость продукта, м/с; α — коэффициент кинетической энергии; λ — коэффициент гидравлического трения, определяемый по известным корреляциям как функция числа Рейнольдса и относительной шероховатости трубы [4, 6, 7]; θ — угол

подъема трубы, рад.; q — тепловой поток от продукта в окружающую среду на единицу длины, Дж/(м·с), который определяется соотношением $q = (T - T_{env})/R_\Sigma$, где T и T_{env} — температура соответственно продукта и окружающей среды, К, R_Σ — суммарное термическое сопротивление теплопередаче между продуктом в трубопроводе и окружающей средой, м·град./Вт, которое включает термические сопротивления передачи тепла от продукта к стенке трубы, самой стенки трубы, тепловой изоляции и сопротивление передаче тепла продукта от поверхности теплоизоляционной конструкции (либо от стенки трубы для неизолированных труб) в окружающую среду. Соответствующие расчетные формулы приведены, например, в Приложении В к стандарту [8], а также в стандартах [9, 10].

Поскольку нас интересует околокритическое течение, которое практически всегда (кроме крайне экзотических случаев) турбулентно, далее будем считать, что $\alpha = 1$.

Учитывая, что $dh = Tds + udp$, из уравнений (2) и (3) получаем уравнение для расчета удельной энтропии продукта

$$ds = \frac{1}{T}\left(\frac{\lambda}{2D}w^2 - \frac{q}{W}\right)dl. \qquad (4)$$

Далее, с учетом уравнения (1), получаем

$$d\left(\alpha\frac{w^2}{2}\right) = d\left(\frac{u^2}{2}G^2\right) = G^2 u du.$$

Учитывая, что

$$du = \left(\frac{\partial u}{\partial p}\right)_s dp + \left(\frac{\partial u}{\partial s}\right)_p ds,$$

и при этом

$$\left(\frac{\partial u}{\partial p}\right)_s = -\left(\frac{u}{w_c}\right)^2 = -\left(\frac{w}{w_c}\frac{u}{w}\right)^2 = -\frac{M^2}{G^2},$$

где число Маха $M = w/w_c = G/G_c$; скорость звука $w_c = \sqrt{nZRT}$; критическая массовая плотность потока $G_c = w_c/u$; Z — коэффициент сжимаемости; R — газовая постоянная; n — коэффициент изоэнтропы

$$n = -\left(\frac{\partial \ln p}{\partial \ln u}\right)_s = -\frac{u}{p}\left(\frac{\partial p}{\partial u}\right)_s;$$

$$ds = \frac{c_p}{T}dT - \left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p dp \text{ и } \left(\frac{\partial u}{\partial s}\right)_p = \frac{T}{c_p}\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p = \frac{uT\beta}{c_p},$$

где C_p — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении, Дж/(кг·К); β —коэффициент объемного расширения (при постоянном давлении), град$^{-1}$

$$\beta = \frac{1}{u}\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p = \frac{1}{T}\left[1 + \frac{T}{Z}\left(\frac{\partial Z}{\partial T}\right)_p\right].$$

Получаем

$$du = \left(\frac{\partial u}{\partial p}\right)_s dp + \left(\frac{\partial u}{\partial s}\right)_p ds;$$

$$ds = -\frac{M^2}{G^2}dp + \frac{\beta u}{c_p}\left(\frac{\lambda}{2D}w^2 - \frac{q}{W}\right)dl;$$

$$d\left(\alpha\frac{w^2}{2}\right) = G^2 u du = -uM^2 dp +$$

$$+ M^2\frac{\beta TnZR}{c_p}\left(\frac{\lambda}{2D}G^2u^2 - \frac{q}{W}\right)dl.$$

Подставляя в уравнение (2), получаем

$$u\left[1 - M^2\right]dp + g\sin\theta dl +$$

$$+\left\{\left[1 + M^2 n\beta T\frac{ZR}{c_p}\right]\frac{\lambda}{2D}u^2G^2 - M^2\frac{\beta TnZRq}{c_pW}\right\}dl = 0,$$

откуда (в безразмерном виде) следует уравнение

$$\frac{d(l/D)}{d\ln p} = -\frac{1 - M^2}{\left[1 + (1 - \Lambda_q)n\Lambda M^2 + \Lambda_g\sin\theta\right]\frac{\lambda n}{2}M^2}, \qquad (5)$$

в котором введены безразмерные параметры

$$\Lambda = \frac{ZR}{c_p}n\hat{\beta} = \frac{\gamma - 1}{\gamma}n\hat{\beta},\ \ \hat{\beta} = \beta T = 1 + \left(\frac{\partial \ln Z}{\partial \ln T}\right)_p,$$

Λ — доля механической работы в удельной энтальпии при нагреве при постоянном давлении; $\hat{\beta}$ — безразмерный коэффициент объемного расширения при постоянном давлении,

$$\gamma = \frac{c_p}{c_p - ZR},\ \ \Lambda_g = \frac{2Dg}{\lambda w^2},\ \ \Lambda_q = \frac{2Dq/W}{\lambda w^2}.$$

Поясним физический смысл выражения в квадратных скобках в знаменателе правой части уравнения (5). Первый (основной) член соответствует потерям на трение, второй член (имеющий порядок 1–0,1) учитывает изменение температуры продукта вследствие нагрева из-за внутреннего трения и теплообмена с окружающей средой, третий (порядок 10^{-2}) учитывает влияние перепада высот. При этом безразмерные параметры Λ_g и Λ_q представляют собой отношения характерных величин потенциальной энергии силы тяжести (Λ_g) и теплоты (Λ_q), передаваемой в окружающую среду, к энергии, превращаемой в теплоту из-за гидравлического трения.

Заметим, что безразмерный комплекс $n\Lambda$ с учетом известных термодинамических соотношений

$$n = -\frac{u}{p}\left(\frac{\partial p}{\partial u}\right)_T\frac{c_p}{c_V},$$

$$c_p - c_V = T\left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_u \left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p$$

и $$\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_u \left(\frac{\partial p}{\partial u}\right)_T = -1$$

может быть также записан как $n\Lambda = (k-1)/\hat{\beta}$, где $k = c_p/c_v$; c_v — удельная теплоемкость при постоянном объеме, Дж/(кг·К).

Выведем теперь уравнение для изменения температуры.

Учитывая термодинамическое соотношение

$$ds = \frac{c_p}{T}dT - \left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p dp$$

и уравнение (4), получаем

$$\frac{c_p}{T}dT - \left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p dp = \frac{1}{T}\left(\frac{\lambda}{2D}w^2 - \frac{q}{W}\right)dl.$$

Отсюда, подставляя ранее выведенное выражение (5) для *dl* через *dp*, после упрощений и приведения к безразмерному виду получаем:

$$\frac{d\ln T}{d\ln p} = \left(\frac{\partial \ln T}{\partial \ln p}\right)_s - \frac{\frac{\gamma-1}{\gamma}(1-\Lambda_q)(1-M^2)}{\left[1+(1-\Lambda_q)n\Lambda M^2 + \Lambda_g \sin\theta\right]}, \quad (6)$$

где

$$\left(\frac{\partial \ln T}{\partial \ln p}\right)_s = \frac{ZR}{c_p}\hat{\beta} = \frac{\gamma-1}{\gamma}\hat{\beta} = \frac{\gamma-1}{\gamma} + \frac{\mu_{JT}p}{T},$$

μ_{JT} — коэффициент Джоуля–Томпсона, град./Па

$$\mu_{JT} = \frac{T}{p}\frac{\gamma-1}{\gamma}(\hat{\beta}-1)$$

Уравнение (6) имеет простой физический смысл: основной член правой части описывает изоэнтропный процесс реального газа, а добавочный член — влияние неизоэнтропных факторов: теплообмена с окружающей средой и необратимых потерь от трения. Как видно, чем ближе число Маха M к 1, тем ближе течение к изоэнтропному.

Для общего случая течения Fanno (течение без теплообмена с окружающей средой) уравнения (5) и (6) принимают вид

$$\frac{d(l/D)}{d\ln p} = -\frac{1-M^2}{\frac{\lambda}{2}nM^2\left[1+\Lambda M^2 + \Lambda_g \sin\theta\right]}; \quad (7)$$

$$\frac{d\ln T}{d\ln p} = \left(\frac{\partial \ln T}{\partial \ln p}\right)_s - \frac{\gamma-1}{\gamma}\frac{1-M^2}{\left[1+\Lambda M^2 + \Lambda_g \sin\theta\right]}. \quad (8)$$

Заметим, что для идеального газа и горизонтальной трубы, когда $n = \gamma = k$, $\hat{\beta} = 1$ и $\Lambda = k - 1$, уравнение (8) принимает известный классический вид [3]:

$$\frac{d\ln T}{d\ln p} = \frac{(k-1)M^2}{1+(k-1)M^2},$$

показывающий, как с увеличением числа Маха M температурный режим переходит от практически изотермического к практически адиабатическому.

Для идеального газа, горизонтальной трубы и течения без трения, но при наличии наружного охлаждения или подогрева (течение Релея) уравнение (8) также принимает известный вид [3]:

$$\frac{d\ln T}{d\ln p} = 1 - \frac{1}{kM^2}.$$

Уравнения (5) и (6) (или (7) и (8) в случае течения Fanno) могут быть решены с использованием стандартных численных методов. В частности, для решения уравнения (6) или (8) можно использовать стандартный метод Рунге–Кутта с постоянным шагом по логарифму давления, после чего для интегрирования уравнений (5) или (7) на той же сетке использовать квадратурные формулы (например, формулу Симпсона).

Околокритическое двухфазное газожидкостное течение

Покажем, что описанный выше подход применим и к околокритическому двухфазному течению, для которого можно вывести уравнения аналогичного вида.

Для описания течения двухфазной среды в трубе используем уравнения смешанной модели следующего вида [11–13]:

$$AG = W = \text{const}; \quad (9)$$

$$u_m dp + G^2 u_m du_m + u_m g \sin\theta \rho_{mv} dl + \frac{\lambda_{2ph}}{2D}G^2 u_m^2 = 0; \quad (10)$$

$$dh_m + G^2 u_m du_m + g\sin\theta dl + \frac{q}{W}dl = 0, \quad (11)$$

Здесь и далее используется следующая система индексов: g и l — величины соответственно для газовой и жидкой фазы; gl — разность между значениями для газовой и жидкой фаз; m — среднее по расходу значение для двухфазной смеси: $f_m = xf_g + (1-x)f_l$, где x — массовое расходное газосодержание; mv — истинное среднее по объему, например, плотность $\rho_{mv} = \varepsilon\rho_g + (1-\varepsilon)\rho_l$, где ε — истинное объемное газосодержание

$$\varepsilon = \left[1 + \left(\frac{1-x}{x}\right)\frac{u_l}{u_g}S\right]^{-1};$$

S — отношение скоростей газовой и жидкой фаз; $2ph$ — аналог для двухфазного продукта величины, ранее использованной для описания течения газа.

Уравнения (9)–(11) описывают смешанную модель равновесного разделенного и однородного (гомогенного) течения, при этом в уравнении (10) динамический член рассчитывается по однородной модели, а в остальных членах учитывается возможное проскальзывание фаз. Согласно монографии [13], такой подход хорошо описывает почти адиабатические течения и течения с вскипанием продукта и используется достаточно широко. Применение данной модели к течениям с конденсацией и интенсивным теплообменом с окружающей средой, а также к критическим течениям на коротких участках при очень низком газосодержании (когда имеет место термодинамическая неравновесность и задержка вскипания) обычно позволяет получить консервативную оценку пропускной способности системы.

Расчет в соответствии с данной моделью успешно реализован в программе «Гидросистема» (подробнее о программе см. [14–16]). Для расчета гидравлического трения и истинного объемного газосодержания разработано множество методик с различными областями применимости (подробнее о выборе методик и их реализации в программе «Гидросистема» см. [17, 18]). Обзор соответствующих методов расчета приведен также в [19, 20].

Учитывая соотношение

$$dh_m = Tds_m + u_m dp, \tag{12}$$

определим критическую массовую плотность потока из условия

$$G_c^2\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m} = -1, \quad G_c = \left[-\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m}\right]^{-1/2},$$

а также критическую скорость и число Маха для двухфазного течения:

$$M = G/G_c = G\left[-\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m}\right]^{1/2}; \quad w_c = u_m G_c.$$

Тогда для коэффициента изоэнтропы при двухфазном течении имеем

$$n_{2ph} = -\left(\frac{\partial \ln p}{\partial \ln u_m}\right)_{s_m} = -\frac{u_m}{p}\left(\frac{\partial p}{\partial u_m}\right)_{s_m} = \frac{u_m G^2}{pM^2} \text{ и } w_c = \sqrt{n_{2ph} p u_m}.$$

С учетом (12) и соотношений

$$\frac{1}{T}\left(\frac{\partial u_m}{\partial s_m}\right)_p = \left(\frac{\partial u_m}{\partial h_m}\right)_p = \frac{\Lambda_{2ph}}{p},$$

где $\Lambda_{2ph} = \left(\frac{\partial p u_m}{\partial h_m}\right)_p$

из уравнений (10) и (11) получаем

$$\left[1 - M^2\right]dp = -\left[1 + M^2 n_{2ph}\Lambda_{2ph}\right]\lambda_{2ph} n_{2ph} M^2 \frac{p}{2D}dl = \left[1 + M^2 n_{2ph}\Lambda_{2ph}(1-\eta^{-1})\right]g\rho_{mv}\sin\theta dl + M^2\frac{n_{2ph}}{u_m}\Lambda_{2ph}\frac{q}{W}dl;$$

$$Tds_m = \lambda_{2ph} G^2 \frac{u_m^2}{2D}dl - \frac{q}{W}dl - (1-\eta)g\sin\theta dl, \tag{13}$$

где η — поправка на проскальзывание фаз

$$\eta = u_m\rho_{mv} = \left(\frac{x}{\rho_g} + \frac{1-x}{\rho_l}\right)(\varepsilon\rho_g + (1-\varepsilon)\rho_l).$$

В итоге в безразмерном виде

$$\frac{d(l/D)}{d\ln p} = -\frac{1 - M^2}{\left[1 + \left(1 - \Lambda_{q,2ph}\right)n_{2ph}\Lambda_{2ph}M^2 + \left[1 + M^2 n_{2ph}\Lambda_{2ph}(1-\eta^{-1})\right]\eta\Lambda_{g,2ph}\sin\theta\right]\lambda_{2ph}\frac{n_{2ph}}{2}M^2}, \tag{14}$$

$$\Lambda_{g,2ph} = \frac{2Dg}{\lambda_{2ph}u_m^2 G^2}, \quad \Lambda_{q,2ph} = \frac{2Dq/W}{\lambda_{2ph}u_m^2 G^2},$$

где безразмерные параметры $\Lambda_{g,2ph}$, $\Lambda_{q,2ph}$ имеют тот же смысл, что и для однофазного течения, а для встречающихся в (13) и (14) величин $(1 - \eta)$ и $(1 - \eta^{-1})$ имеют место соотношения:

$$1-\eta=-\frac{x(1-x)(S-1)}{1+(1-x)(S-1)}u_{gl}\rho_{mv};\;\; 1-\eta^{-1}=\frac{x(1-x)(S-1)}{1+(1-x)(S-1)}\frac{u_{gl}}{u_m}. \qquad (15)$$

Выведем теперь уравнение, выражающее зависимость dh_m от dp. Комбинируя уравнения (12), (13) и (14), получим

$$\frac{1}{pu_m}\frac{d(h_m)}{d\ln p}=1-\frac{(1-\Lambda_{q,2ph}-(1-\eta)\Lambda_{g,2ph})(1-M^2)}{1+(1-\Lambda_{q,2ph})n_{2ph}\Lambda_{2ph}M^2+\left[1+M^2n_{2ph}\Lambda_{2ph}(1-\eta^{-1})\right]\eta\Lambda_{g,2ph}\sin\theta}. \qquad (16)$$

Учитывая, что для изоэнтропного режима $ds_m = 0$ и, согласно уравнению (12),

$$\frac{1}{pu_m}\frac{d(h_m)}{d\ln p}=1,$$

уравнение (16) показывает, как по мере приближения течения к критическому термодинамический режим стремится к изоэнтропному.

Поскольку термодинамические параметры p и h_m полностью определяют термодинамическое состояние и все остальные теплофизические свойства двухфазной смеси, уравнение (16) можно решать соответствующим численным методом (например методом Рунге–Кутта) с использованием подходящей термодинамической библиотеки, после чего можно решить уравнение (14). Однако не все термодинамические пакеты поддерживают в полном объеме и достаточно эффективно расчет по давлению и энтальпии двухфазной смеси. В связи с этим обычно удобнее использовать уравнения для давления и температуры (для случая многокомпонентного не азеотропного продукта) или давления и газосодержания (для однокомпонентного продукта на линии насыщения).

Так, для **не азеотропной многокомпонентной смеси**

$$dh_m=c_{p,2ph}dT+\left(u_m-T\left(\frac{\partial u_m}{\partial T}\right)_p\right)dp=c_{p,2ph}dT+\left[u_m-u_m\beta_{2ph}T\right]dp=c_pTd\ln T+pu_m(1-\beta_{2ph})d\ln p;$$

из уравнения (16) получаем

$$\frac{1}{\Lambda_{2ph}}\frac{d\ln T}{d\ln p}=1-\frac{(1-\Lambda_{q,2ph}-(1-\eta)\Lambda_{g,2ph})(1-M^2)}{\beta_{2ph}\left[1+(1-\Lambda_{q,2ph})n_{2ph}\Lambda_{2ph}M^2+\left[1+M^2n_{2ph}\Lambda_{2ph}(1-\eta^{-1})\right]\eta\Lambda_{g,2ph}\sin\theta\right]}, \qquad (17)$$

где $c_{p,2ph}=\left(\frac{\partial h_m}{\partial T}\right)_p$ и $\hat{\beta}_{2ph}=\beta_{2ph}T=\left(\frac{\partial\ln u_m}{\partial\ln T}\right)_p$ рассчитываются с учетом изменения состава фаз при изменении температуры;

$$\Lambda_{2ph}=\left(\frac{\partial pu_m}{\partial h_m}\right)_p=\frac{pu_m}{T}\left(\frac{\partial\ln u_m}{\partial\ln T}\right)_p\Big/\left(\frac{\partial h_m}{\partial T}\right)_p=\frac{pu_m}{c_{p,2ph}T}\hat{\beta}_{2ph},$$

с учетом $Tds_m=c_{p,2ph}dT-T\left(\frac{\partial u_m}{\partial T}\right)_p dp=c_{p,2ph}Td\ln T-pu_m\hat{\beta}_{2ph}d\ln p$

имеем $\Lambda_{2ph}=\left(\frac{\partial\ln T}{\partial\ln p}\right)_{s_m}$.

Для расчета n_{2ph} и M можно использовать термодинамическое соотношение

$$\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m}=\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_T+\frac{T}{c_{p,2ph}}\left[\left(\frac{\partial u_m}{\partial T}\right)_p\right]^2$$

и соответственно

$$n_{2ph}=-\frac{u_m}{p}\left(\frac{\partial p}{\partial u_m}\right)_{s_m}=-\frac{u_m}{p\left[\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_T+\frac{T}{c_{p,2ph}}\left[\left(\frac{\partial u_m}{\partial T}\right)_p\right]^2\right]}=\left[\hat{\kappa}_{2ph}-\Lambda_{2ph}\beta_{2ph}\right]^{-1}, \qquad (18)$$

где $\widehat{\kappa}_{2ph} = -\left(\frac{\partial \ln u_m}{\partial \ln p}\right)_T$ — безразмерный коэффициент изотермной сжимаемости.

В частности, для случая **течения без массообмена** массовое расходное газосодержание и составы фаз постоянны, и

$$\widehat{\beta}_{2ph} = \left(\frac{\partial \ln u_m}{\partial \ln T}\right)_p = \varepsilon_н \widehat{\beta}_g + (1-\varepsilon_н)\widehat{\beta}_l; \quad \widehat{\kappa}_{2ph} = -\left(\frac{\partial \ln u_m}{\partial \ln p}\right)_T = \varepsilon_н \widehat{\kappa}_g + (1-\varepsilon_н)\widehat{\kappa}_l; \quad \Lambda_{2ph} = \frac{pu_m}{c_{p,2ph}T}\widehat{\beta}_{2ph};$$

$$c_{pm} = xc_{pg} + (1-x)c_{pl},$$

где $\varepsilon_н = xu_g/u_m$ — объемное газосодержание по однородной модели.

Заметим, что практически всегда сжимаемость жидкости на несколько порядков меньше сжимаемости газа, поэтому членом с $\widehat{\kappa}_l$ в выражении для $\widehat{\kappa}_{2ph}$ можно пренебречь (за исключением случаев, когда объемная доля газа очень мала). Тогда (учитывая, что обычно $\widehat{\beta}_l << \widehat{\beta}_g$) выражение (18) можно представить в виде

$$\frac{1}{n_{2ph}} \approx \varepsilon_н \widehat{\kappa}_g - \varepsilon_H \frac{pxu_g}{c_{pm}T}\widehat{\beta}_g^2 \Upsilon, \quad \text{где } \Upsilon = \left[1 + \frac{(1-\varepsilon_н)\widehat{\beta}_l}{\varepsilon_н \widehat{\beta}_g}\right]^2 \text{ близко к 1.}$$

Учитывая, что для газа также имеет место аналогичное соотношение $n_g = [\widehat{\kappa}_g - \Lambda_g \widehat{\beta}_g]^{-1}$, а также что

$$n_g \Lambda_g = n_g \frac{ZR}{c_{pg}}\widehat{\beta}_g = (k-1)/\widehat{\beta}_g,$$

где $k = c_{pg}/c_{vg}$, после преобразований получаем следующую формулу для n_{2ph}:

$$n_{2ph} \approx \frac{1}{\varepsilon_н}\frac{n_g}{k}\frac{xc_{pg} + (1-x)c_{pl}}{xc_{pg}(1-\Upsilon+\Upsilon/k) + (1-x)c_{pl}}. \qquad (19)$$

Уравнение (19) представляет собой обобщение на случай смеси реальных газа и жидкости известной формулы Тангрена для коэффициента изоэнтропы смеси идеальных газа и жидкости (см., например, [21]):

$$n_{2ph} \approx \frac{1}{\varepsilon_н}\frac{xc_{pg} + (1-x)c_{pl}}{xc_{pg}/k + (1-x)c_{pl}}.$$

Для однокомпонентной смеси на линии насыщения

$$dh_m = h_{gl}dx + c_{pm}\frac{dT_{sat}}{dp}dp + \left(u_m - T_{sat}\left(\frac{\partial u_m}{\partial T}\right)_{p,x}\right)dp = h_{gl}dx + \left[pu_m + c_{pm}T_{sat}\frac{pu_{gl}}{h_{gl}} - pT_{sat}\left(\frac{\partial u_m}{\partial T}\right)_{p,x}\right]d\ln p,$$

и из уравнения (16) получаем

$$\frac{dx}{d\ln p} = \frac{u_m}{u_{gl}}\Lambda_{2ph}\left\{\widehat{\beta}_m - \frac{c_{pm}T_{sat}}{pu_m}\Lambda_{2ph} - \frac{(1-\Lambda_{q,2ph} - (1-\eta)\Lambda_{g,2ph})(1-M^2)}{1+(1-\Lambda_{q,2ph})n_{2ph}\Lambda_{2ph}M^2 + \left[1+M^2 n_{2ph}\Lambda_{2ph}(1-\eta^{-1})\right]\eta\Lambda_{g,2ph}\sin\theta}\right\}. \qquad (20)$$

При этом, согласно уравнению Клаузиуса–Клапейрона

$$\Lambda_{2ph} = \left(\frac{\partial pu_m}{\partial h_m}\right)_p = \frac{pu_{gl}}{h_{gl}} = \frac{p}{T}T\frac{u_{gl}}{h_{gl}} = \frac{d\ln T_{sat}}{d\ln p},$$

Λ_{2ph} — тангенс линии насыщения в логарифмических координатах.

Выведем формулы для расчета n_{2ph} (и тем самым M) в переменных p, x. Имеем

$$\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m,sat} = \left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{x,sat} + \left(\frac{\partial u_m}{\partial x}\right)_p \left(\frac{\partial x}{\partial p}\right)_{s_m,sat},$$

где *sat* в индексе обозначает, что дифференцируемая функция берется на линии насыщения. Чтобы вывести формулу для $(\partial x/\partial p)_{s_m,sat}$, заметим, что $dh = Tds + udp$ и при постоянной энтропии $ds = 0$, а $dh = udp$. С другой стороны,

$$dh_m = h_{gl}dx + \left(\frac{\partial h_m}{\partial p}\right)_{x,sat}dp,$$

и при постоянной энтропии получаем уравнение

$$u_m dp = h_{gl} dx + \left(\frac{\partial h_m}{\partial p}\right)_{x,sat} dp, \text{ откуда } \left(\frac{\partial x}{\partial p}\right)_{s_m,sat} = \frac{1}{h_{gl}}\left[u_m - \left(\frac{\partial h_m}{\partial p}\right)_{x,sat}\right].$$

Поскольку $\left(\frac{\partial u_m}{\partial x}\right)_p = u_{gl}$, имеем $\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m,sat} = \frac{u_{gl}}{h_{gl}}\left[u_m - \left(\frac{\partial h_m}{\partial p}\right)_{x,sat}\right] + \left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{x,sat}$.

Далее,

$$\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{x,sat} = \left[\left(\frac{\partial u}{\partial p}\right)_T\right]_m + \left[\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p\right]_m \frac{dT_{sat}}{dp}, \quad \left(\frac{\partial h_m}{\partial p}\right)_{x,sat} = \left[\left(\frac{\partial h}{\partial p}\right)_T\right]_m + \left[\left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_p\right]_m \frac{dT_{sat}}{dp} = u_m - T\left[\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p\right]_m + c_{pm}\frac{dT_{sat}}{dp}$$

и в итоге

$$\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m,sat} = \frac{u_{gl}}{h_{gl}}\left[T\left[\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p\right]_m - c_{pm}\frac{dT_{sat}}{dp}\right] + \left[\left(\frac{\partial u}{\partial p}\right)_T\right]_m + \left[\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p\right]_m \frac{dT_{sat}}{dp}.$$

Учитывая, что $\frac{dT_{sat}}{dp} = T\frac{u_{gl}}{h_{gl}}$, получаем

$$\left(\frac{\partial u_m}{\partial p}\right)_{s_m,sat} = -c_{pm}T\left(\frac{u_{gl}}{h_{gl}}\right)^2 + 2T\frac{u_{gl}}{h_{gl}}\left[\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p\right]_m + \left[\left(\frac{\partial u}{\partial p}\right)_T\right]_m.$$

Здесь $T\left[\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_p\right]_m = xu_g\hat{\beta}_g + (1-x)u_l\hat{\beta}_l$, $p\left[\left(\frac{\partial u}{\partial p}\right)_T\right]_m = -xu_g\hat{\kappa}_g - u_l(1-x)\hat{\kappa}_l$ и

$$n_{2ph} = -\left(\frac{\partial \ln p}{\partial \ln u_m}\right)_{s_m,sat} = -\frac{u_m}{p}\left(\frac{\partial p}{\partial u_m}\right)_{s_m,sat} = \left[\frac{c_{pm}Tp}{u_m}\left(\frac{u_{gl}}{h_{gl}}\right)^2 - 2\frac{pu_{gl}}{u_m h_{gl}}(xu_g\hat{\beta}_g + (1-x)u_l\hat{\beta}_l) + \frac{1}{u_m}(xu_g\hat{\kappa}_g + u_l(1-x)\kappa_l)\right]^{-1} =$$

$$= \left[\varepsilon_н\frac{\gamma}{\gamma-1}\Psi\Lambda_{2ph}^2 - 2\Lambda_{2ph}(\varepsilon_н\hat{\beta}_g + (1-\varepsilon_н)\hat{\beta}_l) + (\varepsilon_н\hat{\kappa}_g + (1-\varepsilon_н)\hat{\kappa}_l)\right]^{-1}, \qquad (21)$$

где $\gamma = \frac{c_{pg}}{c_{pg} - ZR}$, $\Psi = 1 + \frac{(1-x)c_{pl}}{xc_{pg}}$.

Уравнение (21) дает общую формулу для расчета коэффициента изоэнтропы двухфазной однокомпонентной смеси на линии насыщения. Если считать жидкую и газовую фазы идеальными, то $\hat{\beta}_l = \hat{\kappa}_l = 0$ и $\hat{\beta}_g = \hat{\kappa}_g = 1$, тогда (21) переходит в уравнение, используемое в известном омега-методе расчета критических двухфазных течений [22].

Предложенные в статье уравнения и методы их решения для околокритического течения двухфазных газо-жидкостных потоков были успешно реализованы ООО «НТП Трубопровод» с использованием различных термодинамических пакетов в программе «Предклапан» расчета и выбора предохранительных клапанов и оказались весьма эффективными и удобными для применения.

Автор благодарен сотрудникам ООО «НТП Трубопровод» Е. Ф. Юдовиной, А. В. Бабенко и С. Ю. Лисину, обеспечившим реализацию изложенного в статье подхода в программе «Предклапан».

Литература

1. *Дейч М. Е.* Техническая газодинамика. — М.: Энергия, 1974. — 592 с.
2. *Дейч М. Е., Зарянкин А. Е.* Гидрогазодинамика. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 384 с.
3. *Shapiro A. H.* The Dynamics and Thermodynamics of Compressible Fluid Flow. V. 1. — New York: The Ronald Press Company, 1953. — 647 p.
4. *Benedict R. P.* Fundamentals of Pipe Flow. — New York: A Wiley-InterScience Publication, 1980. — 529 p.

5. *Anderson J. D*. Modern Compressible Flow with Historical Perspective. — New York: McGraw-Hill Publishing Company, 1990. — 671 p.
6. *Идельчик И. Е*. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. — М.: Машиностроение, 1992. — 672 с.
7. Справочник по расчетам гидравлических и вентиляционных систем. — СПб.: Мир и семья, 2002. — 1154 с.
8. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03–2003.
9. ASTM Standard C680-10. Standard Practice for Estimate of the Heat Gain or Loss and the Surface Temperatures of Insulated Flat, Cylindrical, and Spherical Systems by Use of Computer Programs.
10. ISO 12241–2008. Thermal Insulation for Building Equipment and Industrial Installations — Calculation Rules.
11. *Уоллис Г*. Одномерные двухфазные течения. — М.: Мир, 1972. — 442 с.
12. *Чисхолм Д*. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках. — М.: Недра, 1986. — 204 с.
13. *Azzopardi B. J*. Gas-Liquid Flows. — New York: Begell House, 2006. — 331 p.
14. *Юдовина Е. Ф., Пашенкова Е. С., Корельштейн Л. Б*. Программный комплекс «Гидросистема» и его использование для гидравлических расчетов трубопроводных систем // В кн.: Математическое моделирование трубопроводных систем энергетики. Тр. XII Всеросс. научн. семин. с междунар. участ. «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем», 20–26 сентября 2010 г. — Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 2010. — С. 475–485.
15. *Корельштейн Л. Б., Юдовина Е. Ф*. «Гидросистема»: в преддверии фазового перехода // CADmaster. — 2010. — Т. 53. — № 3. — С. 82–86.
16. *Корельштейн Л. Б., Юдовина Е. Ф.* «Гидросистема»: Сюрпризы версии 3.70 // Там же. — 2011. — Т. 58. — № 3. — С. 78–81.
17. *Юдовина Е. Ф. Бабенко А. В*. Автоматизация выбора методик двухфазного расчета // Там же. — С. 82.
18. *Бабенко А. В., Корельштейн Л. Б., Гартман Т. Н*. Математическое моделирование установившегося течения газожидкостных потоков в промышленных трубопроводах. Расчет ветвей // Химическая технология. — 2012. — Т. 13. — № 7. — С. 429–439.
19. IHS ESDU 01014. Frictional Pressure Gradient in Adiabatic Flows of Gas-Liquid Mixtures in Horizontal Pipes: Prediction Using Empirical Correlations and Database. — 2007.
20. *Ghajar A. J., Woldesemayat M. A*. Comparison of Void Fraction Correlations for Different Flow Patterns in Horizontal and Upward Inclined Pipes // Int. J. Multiphase Flow. — 2007. — V. 33. — P. 347–370.
21. *Morris S. D*. Vapour Adiabatic Exponent for Flashing Flow in Nozzles // Chemical Engineering and Processing. — 2000. — V. 39. — P. 275–281.
22. API STD 520. Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries. Part 1. Sizing and Selection. — 8th ed., 2008.
23. *Attou A*. Thermodynamique de L'Ecoulement Diphasique Compressible a deux Constituants de Fanno // Revue de L'Institut Francais du Petrole. — 1998. — V. 53. — N 6. — P. 813–837.

L. B. Korelshteyn
NTP Truboprovod

On One Form of Equations of Chocked Flow in Pipes

The form of ordinary differential equations of real gas or two-phase gas-liquid flow in the pipe, which is optimized for numerical integration in the case when flow is almost chocked (Mach number close to 1), is presented.

Key words: real gas flow in pipes, two-phase gas-liquid flow, almost chocked flow, Mach number.

Инженерное программное обеспечение

СТАРТ, Ресурс	Расчеты на прочность трубопроводов, определение остаточного ресурса
ПАССАТ, Штуцер-МКЭ	Расчеты на прочность сосудов, аппаратов, узлов врезки
Гидросистема	Гидравлический и тепловой расчет и выбор диаметров трубопроводов
Предклапан	Расчет и выбор предохранительных клапанов
Изоляция	Расчет и проектирование тепловой изоляции
Старс, Simulis	Расчет теплофизических свойств и фазовых равновесий продукта
СУБД-ПРОЕКТ	Управление материалами и формирование проектных документов

ООО «НТП Трубопровод»
Москва, ул. Плеханова, 7
тел. +7 (495) 225-9435
e-mail: info@truboprovod.ru
http://www.trubopdovod.ru

Крекинг и изомеризация легких бензиновых фракций на металлалюмосиликатных катализаторах

А. Бусенна, О. Замум, С. Деккар, А. Герби,
И. М. Колесников, С. И. Колесников, Р. А. Сенько
Universitede M'Hamed Bougara Boumerdes (Algerie),
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Представлены закономерности крекинга и изомеризации н-гексадекана и легкой бензиновой фракции в присутствии синтетических металлсиликатных катализаторов. Показана возможность производства высокооктановых компонентов товарных бензинов, не содержащих ароматических углеводородов.

Ключевые слова: крекинг, изомеризация, селективность, октановое число, металлалюмосиликатные катализаторы.

При крекинге вакуумных газойлей на цеолиталюмосиликатных катализаторах получают смесь предельных и непредельных углеводородных газов, бензиновую фракцию (ОЧ по ММ 82–84), компонент дизельного топлива, тяжелый газойль [1–3]. В процессах риформинга и изоформинга в присутствии платинорениевых катализаторов, нанесенных на γ-Al_2O_3, вырабатывают компоненты товарного высокооктанового бензина, который, однако, содержит 35–50% мас. ароматических углеводородов [4–6].

Представляет интерес разработка катализаторов [7–10], которые позволяли бы превращать *н*-парафины в смесь изопарафиновых углеводородов. Введение высокооктановых изопарафиновых фракций в товарные бензины не только повышает октановые числа последних, но также улучшает их экологические характеристики. Цель настоящей работы — получение металлсиликатных катализаторов разного химического состава и изучение их активности и селективности в процессах крекинга и изомеризации *н*-парафинов.

Синтез катализаторов. Катализаторы готовили по золь-гель методу, включающему стадии синтеза золей катализаторов, перевода золей в гели, синерезиса и активации гидрогелей, сушки и прокаливания при определенной температуре. Для синтеза катализаторов использовали реагенты квалификации «ч.д.а.». Синтез проводили в такой последовательности. Растворяли 100 г сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ в 1 л воды, подкисляли раствор серной кислотой. Готовили раствор жидкого стекла в дистиллированной воде. Смешивали приготовленные растворы, регулируя pH соотношением их объемов так, чтобы pH золя был равен 4,5 или 10,5. Для приготовления металлалюмосиликатных катализаторов, представляющих собой (Al, Co)-, (Al, Ni)-, (Zr, Al)- или (Al, Mo)-силикаты, применяли сульфат циркония, азотнокислый кобальт и хлористый молибден. Полученные образцы и прокаливали при температурах 500; 700 и 900°C. Образцы катализаторов дробили и выделяли из смеси фракцию зерен с размером частиц 0,25–0,5 мм.

Анализ полученных катализаторов. Химический состав образцов катализаторов определяли методом X-флуоресценции с использованием прибора Bruker AXS SRS 3400. Состав катализаторов (% мас.) приведен в ***табл. 1***.

Можно отметить следующие изменения в составе катализаторов после их прокаливания при температурах 700 и 900°C. Состав катализатора Ni-Al-Si почти не изменяется при повышении температуры прокаливания до 700 и 900°C. В катализаторе Co-Al-Si повышается содержание оксида кобальта вследствие снижения содержания оксида кремния, который, вероятно, переходит в соединения типа шпинели. Такое же

Табл. 1. **Изменение состава катализаторов при прокаливании**

Катализатор	Температура прокаливания, °C								
	500			700			900		
	SiO_2	Al_2O_3	Me_xO_y	SiO_2	Al_2O_3	Me_xO_y	SiO_2	Al_2O_3	Me_xO_y
Ni-Al-Si	81,04	11,23	8,02	81,93	11,17	8,38	82,19	11,20	7,21
Co-Al-Si	90,80	6,97	1,38	90,30	7,27	1,95	89,90	7,14	2,53
Zr-Al-Si	88,30	9,73	1,20	87,70	9,06	2,18	85,90	9,65	3,26

Примечание. При получении указанных катализаторов pH золя был равен 10,5.
Me = Ni, Co или Zr.

Табл. 2. **Результаты анализа катализаторов**

Номер катализатора	Катализатор	pH золя при получении катализатора	Температура прокаливания, °С								
			500			700			900		
			$S_{уд}$, м²/г	$r_п$, нм	$K_а$, мэкв/г	$S_{уд}$, м²/г	$r_п$, нм	$K_а$, мэкв/г	$S_{уд}$, м²/г	$r_п$, нм	$K_а$, мэкв/г
1	Ni-Al-Si	4,5	108,07	13,565	3,75	101,82	2,409	2,25	100,87	0,0068	1,90
2	Ni-Al-Si	10,5	258,89	31,936	3,40	105,60	13,630	3,10	105,61	2,262	1,85
3	Mo-Al-Si	4,5	159,46	4,478	2,80	108,77	3,954	2,70	101,90	–	2,05
4	Mo-Al-Si	10,5	206,70	31,781	3,50	106,31	18,188	2,60	104,45	6,498	2,20
5	Co-Al-Si	10,5	335,00	19,400	2,80	295,00	12,700	2,40	67,00	1,5	2,20
6	Zr-Al-Si	10,5	407,00	4,600	3,48	94,50	5,800	2,30	66,36	3,82	–

Примечание. $S_{уд}$ — удельная поверхность; $r_п$ — радиус пор; $K_а$ — кислотность.

явление наблюдается для катализатора Zr-Al-Si. Уменьшение суммарного содержания компонентов катализаторов при повышении температуры прокаливания происходит из-за удаления влаги из образцов.

Текстуру катализаторов определяли с помощью селективной адсорбции азота при комнатной температуре. Кислотность катализаторов определяли по адсорбции на их поверхности *н*-бутиламина. Результаты анализов представлены в ***табл. 2***. Из таблицы следует, что с повышением температуры прокаливания параметры текстуры катализаторов изменяются в сторону их уменьшения. Спекание образцов происходит уже при температуре 700°С. С повышением температуры прокаливания значительно снижается и кислотность образцов. Катализаторы с большей удельной поверхностью получаются при pH золя, равном 10,5.

Полиэдрическую структуру катализаторов определяли методом ИК-спектроскопии. На ИК-спектрах широкая полоса поглощения в интервале 3400–3452 см$^{-1}$ ответственна за колебания группы –ОН в свободно адсорбированных на поверхности катализаторов молекулах воды. Полосы в интервале 1600–1640 см$^{-1}$ отражают колебания группы –ОН в Al–O–H в составе октаэдров AlO_6H или MeO_6H. Полосы поглощения в области 1150–1200 см$^{-1}$ можно отнести к группам SiOAl, AlOOH, SiOH или ≡SiOSi≡ тетраэдров.

Наиболее интересны полосы поглощения в области 750–800 см$^{-1}$, которые относятся к колебаниям связей NiOH, NiOAl, MoO, MoOH, MoOAl, MoOSi и др. в составе тетраэдров. Последние ответственны за каталитические превращения углеводородов. Эти тетраэдры образуют изолированную решетку, т. е. они в решетке связаны друг с другом вершинами. Колебания в области 500–550 см$^{-1}$ относят к конденсированным ансамблям полиэдров разной структуры. В этих ансамблях полиэдры связаны друг с другом ребрами или гранями. Эти ансамбли полиэдров малоактивны в катализе.

Методом рентгеноструктурного анализа установлено, что структура полученных металлалюмосиликатных катализаторов является аморфной. На рентгенограммах отсутствуют какие-либо пики, характерные для кристаллической решетки.

Каталитическую активность синтезированных катализаторов изучали в реакциях крекинга и изомеризации *н*-гексадекана и фракции 80–110°С (ОЧ по ММ 61) газоконденсатного бензина. Активность образцов катализаторов исследовали на проточной установке при атмосферном давлении, в интервале температур 250–300°С, при объемной скорости подачи сырья 0,7 ч$^{-1}$. Результаты определения октанового числа (ММ) продуктов реакции приведены в ***табл. 3***. Видно, что по величине ОЧ продуктов катализаторы

Табл. 3. **Результаты определения октанового числа**

Номер катализатора (см. табл. 2)	Температура проведения реакции, °С	Октановое число (ММ) продуктов превращения	
		н-гексадекана	фракции 80–110°С
1	210	75,20	76,1
2	250 / 350	76,00 / –	78,56 / 81,50
3	250 / 350	76,56 / 81,50	77,4 / 78,2
4	300 / 350	73,72 / 82,00	80,3 / 82,50
5	250 / 300	75,5 / 76,0	75,5 / 76,8
6	250 / 300 / 350	75,80 / 78,72 / 82,00	76,80 / 79,2 / 83,2

Примечание. Используемые образцы катализаторов прокаливали при 500°С.

Табл. 4. **Содержание в продуктах реакции превращения *н*-гексадекана фракций C_5–C_6 и C_7–C_{11}**

Номер катализатора (см. табл. 2)	Содержание в продуктах *н*- и изопарафинов (% мас.) при температуре проведения реакции					
	250°C		300°C		350°C	
	C_5–C_6	C_7–C_{11}	C_5–C_6	C_7–C_{11}	C_5–C_6	C_7–C_{11}
2	19,31	73,29	19,59	79,29	17,20	81,30
4	–	–	17,24	81,67	17,20	82,00
5	24,31	74,29	22,49	76,04	17,59	80,83
6	22,11	74,29	22,54	75,84	19,24	76,67

можно расположить в ряду: Zr-Al-Si > Mo-Al-Si > Ni-Al-Si > Co-Al-Si.

Продукты превращения *н*-гексадекана анализировали хроматографическим методом. Содержание в продуктах фракций C_5–C_6 и C_7–C_{11} приведено в ***табл. 4***.

Видно, что с повышением температуры проведения реакции с 250 до 350°C выход пентан-гексановой фракции снижается, а выход гептан-ундекановой фракции возрастает. При этом также увеличивается октановое число катализата (см. табл. 3).

Таким образом, разработанные катализаторы позволяют получать бензиновые фракции с высокими антидетонационными характеристиками, не содержащие ароматических углеводородов.

Работа выполнена в соответствии с Федеральной целевой программой «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы».

Литература

1. *Zeng H. C. et al*. — Mater. Res. Soc. Symp. Proc. — 1995. — V. 386. — P. 249–254.
2. *Vrinat M., Hamon D., Breysse M. et al*. — Catal. Today. — 1994. — V. 20. — P. 273–282.
3. *Zhang W., Lachowsky E. E., Glasser P. P*. — J. Mater. Sci. — 1993. — V. 28. — P. 6222–6232.
4. *Hench L. L., West J. K*. — Chem. Rev. — 1990. — V. 90. — P. 33–72.
5. *Plank C. L., Drake L. C*. — J. Colloid Sci. — 1947. — V. 2. — P. 399.
6. *Lazarev A. N*. Spectres de vibrations et structures des silicates. — Liningrade, 1968.
7. *Melendez J., Sandoval-Robles G., Castillo-Mares A. et al*. — In: Actas XV Symp. Iberoam. Catal., Argentina, 1996. — V. 2. — P. 805–810.
8. *Nicolaon G. A., Teichner S. J*. — Bull. Soc. Chim. Fr. — 1968. — N 5. — P. 1900.
9. *Iler R. K*. The Chemistry of Silica. — New-York: John Wiley and Sons, 1979.
10. *Keltsev N. V*. Les techniques fondamentales d'adsorption. — Moscou: Chimie, 1976. — P. 98–99.

A. Busenna, O. Zamum, S. Dekkar, A. Gerbi, I. M. Kolesnikov, S. I. Kolesnikov, and R. A. Senko

Silica-Alumina Metal Supported Catalysts for Cracking and Isomerization of Hydrocarbons

Regularities of cracking and isomerization of n-hexadecane and light gasoline fraction in the presence of synthetic metal supported silica catalysts are presented. The article also shows the possibility of production of high-octane number gasoline components with zero aromatics content.

Key words: cracking, isomerization, selectivity, octane number, silica-alumina metal supported catalysts.

Микробиологический способ получения водорода с использованием имитаторов синтез-газа

А. А. Новиков, М. С. Котелев, А. В. Бескоровайный, Д. С. Копицын, П. А. Гущин, В. А. Винокуров
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Исследованы зависимости от расхода и состава газовой смеси конверсии и производительности биореактора по водороду при культивировании бактерий Carboxydothermus hydrogenoformans в барботажном режиме. Использовали газовые смеси, имитирующие по составу продукты газификации растительного сырья. Сравнительно низкие значения конверсии при максимальной производительности реактора по водороду свидетельствуют о необходимости дополнительных стадий очистки получаемого газа от монооксида углерода или улучшения массообмена в реакторе.

Ключевые слова: биоводород, карбоксидотрофные бактерии, реакция водяного газа.

Одним из наиболее перспективных подходов к получению топлив из возобновляемого органического сырья является газификация биомассы с последующей микробиологической переработкой полученного синтез-газа. Можно выделить два основных направления переработки синтез-газа с помощью микроорганизмов: получение водородсодержащих газов для последующего выделения водорода и получение жидких органических продуктов ферментации (спиртов и жирных кислот) [1]. Исследования процессов переработки синтез-газа связаны с необходимостью моделирования в лабораторных условиях продуктов газификации биомассы путем приготовления многокомпонентных газовых смесей, поскольку в результате газификации растительного сырья образуются газовые смеси сложного состава. Продукты газификации биомассы могут содержать вещества, ингибирующие рост и метаболическую активность микроорганизмов [2]. Известные исследования [3–5] биологически катализируемой реакции водяного газа проводились только в периодическом режиме в герметичных культивационных сосудах.

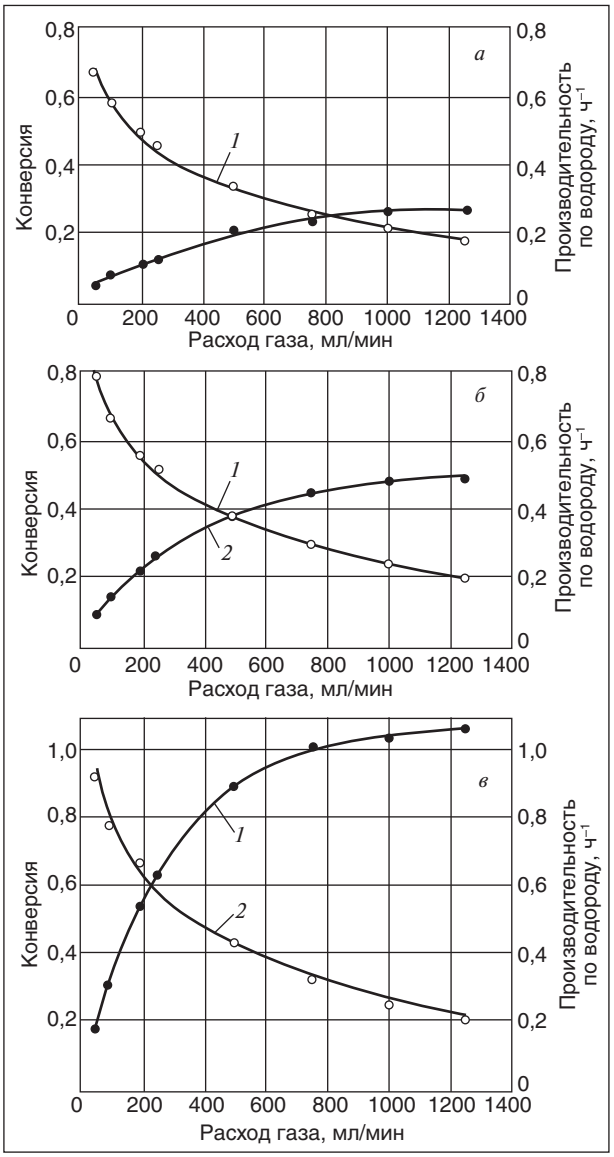
В настоящей работе использовали культуру бактерий *Carboxydothermus hydrogenoformans* DSM 6008, полученную из Немецкой коллекции микроорганизмов и клеточных культур. Бактерии *C. hydrogenoformans* были впервые выделены из горячих источников о. Кунашир сотрудниками ИНМИ РАН им. С. Н. Виноградского [3] и являются модельными карбоксидотрофными гидрогеногенными микроорганизмами [6]. Для подготовки посевного материала бактерий использовали минеральную среду следующего состава (г/л): NH_4Cl — 0,66, $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ — 0,16, $CaCl_2 \cdot 6H_2O$ — 0,1, KCl — 0,33, KH_2PO_4 — 0,5, также добавляли растворы микроэлементов по Кевбрину–Заварзину [7] и витаминов по Волину [8] из расчета 1 мл/л, а также резазурин до розового окрашивания раствора. После кипячения и охлаждения под током азота в среду добавляли 0,5 г/л $NaHCO_3$ и 1 г/л $Na_2S \cdot 9H_2O$, среду титровали 6М раствором HCl до pH = 6,5. Перед засевом в среду добавляли обескислороженный раствор дрожжевого экстракта, стерилизованный фильтрованием, до концентрации 0,2 г/л.

Для культивирования бактерий в биореакторе использовали среду, для снижения окислительно-восстановительного потенциала которой вместо добавления Na_2S применяли титрование после стерилизации свежеприготовленным раствором дитионита натрия с последующим добавлением раствора гидрохлорида цистеина до концентрации 0,5 г/л. Растворы гидрохлорида цистеина и дитионита натрия предварительно стерилизовали фильтрованием. Посевной материал (около 10^{10} клеток) вносили в противотоке аргона в газлифтный биореактор рабочим объемом 7,4 л (ферментер изготовлен НПП «Трис», Россия, из комплектующих: биореактор Fermentec, Корея, контроллер GPC Bio, Франция).

Для адаптации культуры бактерий к условиям непрерывного культивирования в течение первых 48 ч ферментации в качестве сырьевого газа использовали монооксид углерода, расход газа поддерживали на уровне 100 мл/мин, pH среды — 6,5, температуру в реакторе — 70°С. По прошествии 48 ч сырьевой газ заменяли рабочими газовыми смесями. Газовые смеси, имитирующие по составу синтез-газ, получаемый газификацией растительного сырья, готовили гравиметрическим способом с использованием прецизионных весов (Sartorius, Германия). Смеси готовили раздельно: в одном баллоне готовилась смесь монооксида углерода и водорода, во втором — смесь азота, диоксида углерода, метана

Состав подаваемых в биореактор газовых смесей

Смесь	Концентрация компонентов, % об.								
	CO	H_2	CO_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	C_3H_8	C_3H_6	N_2
1	14,95	5,05	15,01	4,00	0,50	0,50	0,50	0,50	58,99
2	24,99	10,01	15,00	6,01	0,50	0,51	0,49	0,50	41,99
3	49,87	15,13	15,00	9,99	1,26	1,25	1,25	1,25	5,00



Зависимость конверсии (кривые *1*) и производительности (кривые *2*) биореактора по водороду от расхода газа при культивировании бактерий C. hydrogenoformans DSM 6008 на смеси (см. таблицу): *а* — 1; *б* — 2; *в* — 3

и минорных компонентов. Состав подаваемых в биореактор газовых смесей приведен в *таблице*. Смеси подавали в биореактор с помощью массовых расходомеров (МКР, Корея), расход смесей поддерживали в пределах от 50 до 1250 мл/мин. Подсчет числа клеток, анализ состава газовой фазы, расчет конверсии и производительности реактора по водороду осуществляли по методикам, описанным ранее [9].

Зависимости конверсии и производительности реактора по водороду от расхода газовых смесей показаны на ***рисунке***. С увеличением концентрации в модельных газовых смесях монооксида углерода его конверсия и производительность реактора по водороду возрастают. При уменьшении расхода газа ниже 200 мл/мин наблюдается резкое увеличение конверсии, сопряженное, однако, со снижением производительности реактора по водороду. С увеличением расхода газа производительность реактора по водороду достигает максимального равновесного значения и далее не изменяется. По всей видимости, это происходит вследствие насыщения реактора барботируемым газом и прекращения увеличения поверхности контактирования газовой и жидкой фаз из-за слияния пузырей барботируемого газа при расходе газа выше 1200 мл/мин (условное время контактирования 6,17 мин).

Таким образом, исследованный процесс целесообразно проводить при небольших (до 200 мл/мин) расходах газовой смеси, обеспечивающих максимальную производительность реактора по водороду. Сравнительно низкие значения конверсии (0,185–0,209) при максимальной производительности реактора по водороду свидетельствуют о необходимости дополнительных стадий очистки получаемого газа от монооксида углерода или улучшения массообмена в реакторе.

Исследование проводится в рамках Федеральных целевых программ «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2013 годы» и «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009–2013 годы». Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования Российской Федерации (Государственный контракт от 27 сентября 2011 г. № 16.516.11.6142).

Литература

1. *Новиков А. А., Гущин П. А., Винокуров В. А. и др*. Микробиологические методы получения альтернативных топлив из синтез-газа // Наука и техника в газовой промышленности. — 2008. — № 1. — С. 79–84.
2. *Новиков А. А., Котелев М. С., Гущин П. А. и др*. Получение этанола из продуктов газификации биомассы // Технологии нефти и газа. — 2012. — № 1. — С. 20–23.
3. *Svetlichny V. A., Sokolova T. G., Gerhardt M. et al*. *Carboxydothermus hydrogenoformans* gen. nov., sp. nov., a CO-utilizing Thermophilic Anaerobic Bacterium from Hydrothermal Environments of Kunashir Island // Syst. Appl. Microbiol. — 1991. — V. 14. — P. 254–260.
4. *Slepova T. V., Rusanov I. I., Sokolova T. G. et al*. Radioisotopic Tracing of Carbon Monoxide Conversion by Anaerobic Thermophilic Prokaryotes // Microbiology. — 2007. — V. 76. — P. 523–529.
5. *Henstra A. M., Stams A. J*. Deep Conversion of Carbon Monoxide to Hydrogen and Formation of Acetate by the Anaerobic Thermophile *Carboxydothermus hydrogenoformans* // Int. J. Microbiol. — 2011. — V. 64. — doi: 10.1155/2011/641582.
6. *Wu M., Ren Q., Durkin A. S. et al*. Life in Hot Carbon Monoxide: The Complete Genome Sequence of *Carboxydothermus hydrogenoformans* Z-2901 // PLoS Genet. — 2005. — V. 1. — №5. — e65.
7. *Kevbrin V. V., Zavarzin G. A*. Effect of Sulfur Compounds on the Growth of the Halophilic Homoacetic Bacterium *Acetohalobium arabaticum* // Microbiology. — 1992. — V. 61. — P. 563–817.
8. *Wolin E. A., Wolin M. J., Wolfe R. S*. Formation of Methane by Bacterial Extracts // J. Biol. Chem. — 1963. — V. 238. — P. 2882.
9. *Новиков А. А., Котелев М. С., Масютин Я. А. и др*. Биокатализ реакции водяного газа в барботажных колоннах // Башкирский химический журнал. — 2011. — Т. 18. — № 4. — С. 60–64.

A. A. Novikov, M. S. Kotelev, A. V. Beskorovainyi, D. S. Kopitsyn, P. A. Gushchin, and V. A. Vinokurov

Microbial Hydrogen Production from Artificial Syngas

Conversion and hydrogen production are studied during the water gas shift reaction catalyzed by Carboxydothermus hydrogenoformans bacterium. Artificial syngases imitating biomass gasification products were used. Maximal production achieved with comparative low conversion, thus requiring additional steps of product gas cleaning or mass transfer improvement.

Key words: biohydrogen, carboxydotrophic bacteria, water gas shift reaction.

Вниманию специалистов!

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ: ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Под ред. проф. Н. Г. Дигурова и проф. Б. П. Туманяна

В учебном пособии рассмотрены основные теоретические и технологические аспекты переработки нефти. Отражены базовые аспекты теории нефтяных дисперсных систем. Особое внимание обращено на прикладную кинетику и моделирование химических реакторов, а также на анализ и синтез химико-технологических систем. Приведены примеры расчетов технологического оборудования.

Учебное пособие ориентировано на студентов, магистрантов и аспирантов, обучающихся в направлении технологии переработки нефти и газа. Может быть полезно широкому кругу инженерно-технических и научных работников, специализирующихся в области нефтепереработки и нефтехимии.

М.: Издательство «Техника», 2012. — 496 с.

Оценка содержания в окружающей среде бенз(α)пирена как продукта неполного сгорания углеводородов

В. Н. Башкин, Р. В. Галиулин, Р. А. Галиулина
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Институт фундаментальных проблем биологии Российской академии наук

Проведена оценка содержания в различных компонентах окружающей среды (воде, растениях и почве) бенз(α)пирена как продукта неполного сгорания углеводородов (природного газа и топливного мазута) на примере территории с высокой техногенной нагрузкой. Содержание бенз(α)пирена в дождевой и поверхностной воде, а также в почве оказалось выше предельно допустимой концентрации соответственно в 4,4; 2,4 и до 28,8 раза.

Ключевые слова: углеводороды, природный газ, топливный мазут, неполное сгорание, бенз(α)пирен, вода, растение, почва, предельно допустимая концентрация.

Бенз(α)пирен ($C_{20}H_{12}$) — полициклический ароматический углеводород — обладает сильно выраженным канцерогенным действием, т. е. способствует образованию злокачественных опухолей. Бенз(α)пирен содержится в товарной нефти, его среднее содержание в зависимости от месторождения нефти может колебаться в пределах 240–8050 мкг/кг [1]. Кроме того, многочисленными опытами подтверждено наличие бенз(α)пирена в продуктах неполного сгорания углеводородных топлив различных видов, включая природный газ. Основными причинами неполного сгорания углеводородов являются недостаток окислителя (кислорода), недостаточно высокая температура в топочной камере или недостаточное время пребывания продуктов сгорания в высокотемпературной зоне топочной камеры. Образование бенз(α)пирена при горении метана — основного компонента (70–99%) природного газа — упрощенно описывается реакцией [2]:

$$20CH_4 \rightarrow 10C_2H_2 + 30H_2 \rightarrow C_{20}H_{12} + 34H_2.$$

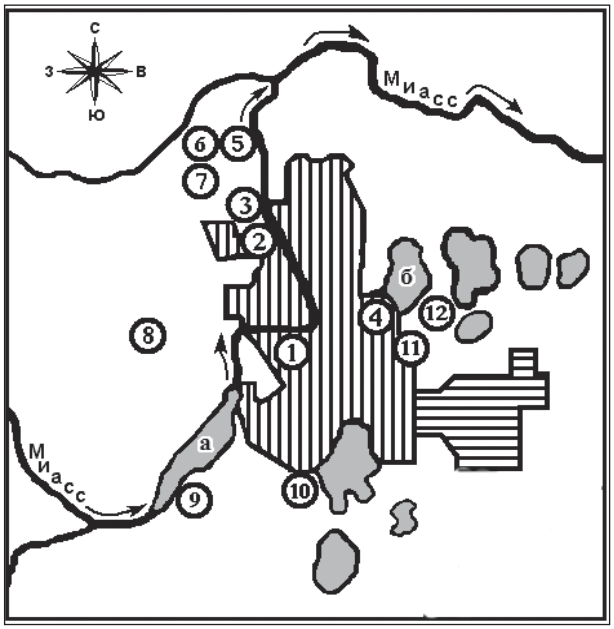
Бенз(α)пирен образуется при протекании последовательных реакций: образования ацетилена, образования из ацетилена моноциклических ароматических углеводородов и дальнейшей конденсации ароматических колец. Формирование первого ароматического кольца связано в основном с образованием радикала $C_6H_5^{\bullet}$ и его последующей циклизацией в фенил. Дальнейшая циклизация происходит при взаимодействии фенила и молекул ацетилена в ходе последовательных реакций полимеризации.

Бенз(α)пирен может попадать в окружающую среду, в частности при возгорании аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, сжигании на факельных установках некондиционных газовых и газоконденсатных смесей, образующихся при нормальной работе оборудования или аварийных сбросах [3, 4]. При этом более 80% аэротехногенно выделяющегося бенз(α)пирена мигрирует в виде высокодисперсного аэрозоля (диаметр частиц менее 1 мкм) с воздушными потоками, в результате чего бенз(α)пирен обнаруживается в достаточно высоких концентрациях на значительных расстояниях (5–10 км) от источника загрязнения. О высоком геоэкологическом риске загрязнения окружающей среды бенз(α)пиреном свидетельствует его предельно допустимая концентрация (ПДК) в различных компонентах окружающей среды (***табл. 1***) [3].

Нередки случаи загрязнения бенз(α)пиреном атмосферного воздуха и почвы в концентрациях, в десятки раз превышающих ПДК [4, 5]. Это представляет высокий риск попадания данного канцерогенного вещества в организм человека через вдыхаемый воздух или пищевые цепи. Исследованиями [6] установлена прямая корреляционная связь (коэффициент корреляции 0,81–0,97) между годовыми среднесуточными концентрациями бенз(α)пирена в атмосферном воздухе и стандартизированными показателями заболеваемости раком легких и желудка у мужчин и женщин, а также раком кожи, щитовидной железы и яичников у женщин. Повышение частоты заболеваемости злокачественными новообразованиями пищевода и молочной железы отмечено

Табл. 1. **ПДК бенз(α)пирена в различных компонентах окружающей среды [3]**

Компоненты окружающей среды	Значение норматива
Воздух (ПДК в рабочей зоне)	0,15 мкг/м³
То же (ПДК среднесуточная для населенных мест)	0,001 мкг/м³
Вода	0,005 мкг/л
Почва	20 мкг/кг



Карта-схема исследуемой территории [10]: ▥ — г. Челябинск; ▤ — г. Копейск; ▢ — водоемы: а — проточное Шершневское водохранилище; б — озеро Первое; участки отбора проб: 4 — дождевой воды; 1–4 — поверхностной воды; 1–4 — растений; 1–12 — почвы

в некоторых регионах добычи нефти вследствие загрязнения окружающей среды углеводородами [7, 8]. Следует отметить также установленный факт влияния многолетнего контакта с нефтепродуктами (бензин, керосин) на возникновение рака почки и мочевого пузыря [9].

В связи с вышеизложенным, важное значение имеет оценка содержания в окружающей среде бенз(α)пирена как продукта неполного сгорания углеводородов. Это необходимо для принятия профилактических мер, позволяющих максимально снизить риск воздействия данного канцерогенного вещества на человека.

В качестве объекта исследования была выбрана территория г. Челябинск (см. ***рисунок***) с высокой техногенной нагрузкой, связанной с использованием природного газа и топочного мазута на объектах теплоэнергетики (ГРЭС, ТЭЦ и котельные) [10]. В районе оз. Первое отбирали пробы дождевой воды, в р. Миасс и водотоке, впадающем в оз. Первое — пробы воды с глубины до 20 см, в прибрежной полосе реки и озера — пробы растений в виде коры тополя серебристого (*Populus alba*) и надводной биомассы тростника обыкновенного (*Phragmites communis*). В прибрежной полосе р. Миасс и оз. Первое, а также на садово-огородных участках и сельскохозяйственных угодьях в окрестностях города отбирали пробы почвы из слоя 0–15 см. Специально подготовленные пробы в виде их гексановых вытяжек анализировали на содержание бенз(α)пирена хромато-масс-спектрометрическим методом.

Одним из доказательств существенного загрязнения атмосферного воздуха бенз(α)пиреном стало его обнаружение в дождевой воде в количестве 0,022 мкг/л, что в 4,4 раза превышает ПДК для воды. Это не случайно, так как ранее на исследуемой территории было зафиксировано содержание бенз(α)пирена в атмосферном воздухе в количестве 97ПДК [4].

Бенз(α)пирен был обнаружен также в воде одного из участков р. Миасс в количестве в 2,4 раза больше ПДК, что могло произойти, в частности, в результате попадания бенз(α)пирена в водный объект с дождевой водой.

Другим доказательством загрязнения атмосферного воздуха бенз(α)пиреном стало его обнаружение в многолетней фитомассе — коре тополя, где вещество накапливалось за счет внешнего поступления из воздушной среды. Известно, что кора древесной растительности отличается высоким содержанием липидов (жироподобных веществ) и накапливает на 1 см^2 поверхности до 100 раз больше липофильного бенз(α)пирена, чем листья. Несколько меньшее содержание бенз(α)пирена обнаружено в надводной биомассе тростника, как представителя нижнего яруса местной флоры.

Бенз(α)пирен обнаружен также в почвах прибрежной полосы р. Миасс и оз. Первое, что свидетельствует об аэротехногенном пути поступления данного канцерогенного вещества. Бенз(α)пирен адсорбируется на частицах сажи (продукт неполного сгорания углеводородов) и пыли и попадает в таком виде, а также с атмосферными осадками в почву (***табл. 2***).

Миграцию бенз(α)пирена в виде высокодисперсного аэрозоля с воздушными потоками на значительные расстояния от источников загрязнения подтверждает факт обнаружения вещества в почвах садово-огородных участков и сельскохозяйственных угодий, находящихся в окрестностях города. При этом максимальное содержание бенз(α)пирена отмечалось в почве садово-огородных участков к югу от г. Челябинск, а минимальное содержание — в западном направлении. Это может быть обусловлено расположением объектов теплоэнергетики и направлениями ветров.

Содержание бенз(α)пирена в почвах садово-огородных участков и сельскохозяйственных угодий превышало ПДК до 13,6 раза, тогда как

Табл. 2. **Содержание бенз(α)пирена в различных компонентах окружающей среды исследуемой территории**

Компоненты окружающей среды	Содержание бенз(α)пирена
Поверхностная вода	0,0067 (0,0044–0,0120) мкг/л
Кора тополя	13,6 (10,3–17,5) мкг/кг
Надводная биомасса тростника	9,1 (7,7–10,5) мкг/кг
Почва прибрежной полосы р. Миасс и оз. Первое	339 (103–575) мкг/кг
Почва садово-огородных участков и сельскохозяйственных угодий	115 (17,3–271,0) мкг/кг
Примечание. В скобках указано минимальное и максимальное содержание.	

в почвах прибрежной полосы р. Миасс — до 28,8 раза, в почвах прибрежной полосы оз. Первое — в 5,2 раза. Между тем территория, дренируемая рекой Миасс, оказалась более загрязненной бенз(α)пиреном, чем район оз. Первое, так как содержание этого вещества в почвах прибрежной полосы реки было больше в 5,6 раза, в коре тополя — в 1,7 раза, в воде — в 2,7 раза.

Таким образом, оценка содержания бенз(α)-пирена в окружающей среде установила высокий риск загрязнения дождевой и поверхностной воды, а также почвы данным канцерогенным веществом. Это служит веским основанием для проведения систематического гигиенического контроля содержания бенз(α)пирена в атмосферном воздухе, воде и почве. При возникновении неблагополучной геоэкологической ситуации на конкретной территории (превышение ПДК бенз(α)пирена в атмосферном воздухе, воде или почве) местное население должно быть оперативно оповещено, чтобы максимально снизить риск попадания данного вещества в организм через вдыхаемый воздух или пищевые цепи.

Литература

1. *Серковская Г. С.* Содержание бенз-α-пирена в образцах товарных нефтей // Химия и технология топлив и масел. — 2011. — № 3. — С. 56.
2. *Лавров Н. В., Стаскевич Н. Л., Комина Г. П.* О механизме образования бенз(α)пирена // Доклады АН СССР. — 1972. — Т. 206. — № 6. — С. 1363–1366.
3. Вредные химические вещества. Углеводороды. Галогенпроизводные углеводородов. — Л.: Химия, 1990. — 732 с.
4. *Ованесянц А. М., Красильникова Т. А., Асташкина И. А.* О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в июле 2005 г. // Метеорология и гидрология. — 2005. — № 10. — С. 107–112.
5. *Галиулин Р. В., Башкин В. Н., Галиулина Р. А. и др.* Оценка загрязнения почв бенз(α)пиреном и их биологической активности // Агрохимия. — 1993. — № 12. — С. 62–65.
6. *Мун С. А., Ларин С. А., Браиловский В. В. и др.* Бенз(α)пирен в атмосферном воздухе и онкологическая заболеваемость в Кемерово // Гигиена и санитария. — 2006. — № 4. — С. 28–30.
7. *Гасангаджиева А. Г., Абдурахманов Г. М., Габибова П. И. и др.* Загрязнение побережья Каспийского моря нефтяными углеводородами и тяжелыми металлами и заболеваемость населения Северного Дагестана злокачественными новообразованиями // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2006. — № 11. — С. 77–79.
8. *Абдихакимов А. Н., Ниязметов Б. Б., Мадаминов А. Ю. и др.* Заболеваемость злокачественными новообразованиями и экологическая ситуация в некоторых регионах Республики Узбекистан // Экология человека. — 2012. — № 2. — С. 32–39.
9. *Журкина О. В.* Роль экзогенных факторов риска в развитии рака почки // Известия Самарского научного центра РАН. — 2007. — Т. 2. — С. 30–34.
10. *Кононов А. Н., Нестеренко В. С., Мочалова С. А.* О комплексном экологическом мониторинге г. Челябинска // Проблемы экологии Южного Урала. — 1998. — № 4. — С. 8–20.

V. N. Bashkin, R. V. Galiulin, and R. A. Galiulina

Gazprom VNIIGAZ» LLC,
Institute of Basic Biological Problems of Russian Academy of Sciences

Assessment of Benz(α)pyrene Content in Environment as Hydrocarbons Incomplete Combustion Product

The assessment of benz(α)pyrene content in various components of the environment (water, plants and soil) as product of incomplete combustion of hydrocarbons (natural gas and fuel oil) by the example of territory with high man-induced impact was carried out. The content of benz(α)pyrene in rain and surface water and also in soil was higher, than maximum permissible concentration up to 4.4, 2.4 and 28.8 fold correspondingly.

Key words: hydrocarbons, natural gas, fuel oil, incomplete combustion, benz(α)pyrene, water, plant, soil, maximum permissible concentration.

К 110-летию со дня рождения Ивана Михайловича Торочкова (1902–1985)

В сентябре 2012 г. исполняется 110 лет со дня рождения Ивана Михайловича Торочкова — одного из крупнейших руководителей отечественной нефтяной промышленности, выдающегося организатора и специалиста в области нефтепродуктообеспечения.

И. М. Торочков родился 2 сентября 1902 г. в деревне Пустошка Костромского уезда (района) в многодетной крестьянской семье. Мать рано скончалась и все заботы о большой семье легли на плечи отца и старших детей. Иван Михайлович был вторым ребенком и, закончив 4 класса сельской приходской школы, уже в возрасте 12 лет начал работать пастухом, а затем рабочим в сельхозартели. В 1917 г. И. М. Торочков поступил на ткацкую фабрику, где работал сначала подручным, а потом ткачом. В 1922 г. он был направлен в Костромскую губсовпартшколу, окончив которую в 1924 г. продолжил учебу на рабфаке до 1926 г. После этого И. М. Торочков два года работал на северо-востоке Костромской области Председателем правления Яковлевского сельско-хозяйственного товарищества.

В конце 1920-х гг. Иван Михайлович, понимая необходимость повышения образовательного уровня, едет в столицу и поступает в Московский транспортно-экономической институт, окончив который он получил специальность инженера-экономиста по эксплуатации железнодорожного транспорта. Так начался «железнодорожный» период в трудовой биографии И. М. Торочкова.

С 1932 по 1933 г. Иван Михайлович работает инженером транспортной секции в Народном Комиссариате тяжелой промышленности СССР, а вскоре он становится заместителем председателя Научно-технического Совета промышленного транспорта этого наркомата. В 1933 г. Иван Михайлович был направлен на работу в Донбасс на Макеевский металлургический завод, где его назначают заместителем начальника, а затем начальником железнодорожного узла. Благодаря инициативности и сильному характеру, он сумел удачно организовать вывоз металла и перевозку других грузов. В 1936 г. Ивана Михайловича переводят начальником железнодорожного узла на Магнитогорский металлургический комбинат, где он продолжает заниматься обеспечением перевозок различного оборудования и материалов.

Благодаря значительному практическому опыту работы на крупных промышленных предприятиях, И. М. Торочкова в феврале 1938 г. переводят на руководящую работу в столицу на должность начальника сектора эксплуатации транспортного отдела в Наркомате машиностроения СССР; через год он становится исполняющим обязанности начальника этого отдела.

В октябре 1939 г. Ивана Михайловича назначают заместителем начальника Главного транспортного управления Наркомата нефтяной промышленности. С этого момента трудовая деятельность И. М. Торочкова будет связана с проблемами транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. Вскоре он начинает тесно сотрудничать с Н. К. Байбаковым, который многие годы возглавлял нефтяную отрасль страны, а затем работал заместителем Председателя Совета Министров СССР и Председателем Госплана СССР. Их сотрудничество длилось десятки лет. Вспоминая Ивана Михайловича, Н. К. Байбаков неоднократно отмечал высокую степень исполнительности и дисциплинированности И. М. Торочкова как руководителя.

В 1943 г., в разгар Великой Отечественной войны, И. М. Торочков становится начальником Главного товарно-транспортного управления (ГТТУ) Наркомнефти СССР. Находясь на ответственнейших постах в трудный для страны период и фактически возглавляя всю систему нефте- и нефтепродуктообеспечения огромного государства, он проявил высокую работоспособность и оперативность в решении многочисленных вопросов бесперебойного снабжения фронта, оборонной промышленности и тыловых организаций горючим и топливом, чем внес весомый вклад в Победу.

Через год после окончания войны Иван Михайлович переводится на работу в существовавшее тогда Министерство нефтяной промышленности восточных районов СССР с сохранением должности. В январе 1949 г., в связи с объединением Миннефтепромвостока, Минюжзападнефти, Главгазтоппрома, Главнефтегазстроя при Совете Министров СССР и Главнефтепрома при Госснабе СССР, И. М. Торочков назначается

начальником ГТТУ и членом Коллегии Министерства нефтяной промышленности (МНП) СССР, а весной 1953 г. он переходит в Главнефтесбыт МНП на должность первого заместителя начальника главка.

В начале первого послевоенного десятилетия, помимо решения текущих нефтесбытовых задач, руководящая работа Ивана Михайловича во многом была связана с необходимостью восстановления объектов системы нефтеснабжения, почти половина из которых в Европейской части СССР была уничтожена или сильно повреждена в ходе боевых действий. Параллельно с этим началось строительство новых трубопроводных линий, главным образом от месторождений Второго Баку. И. М. Торочков курировал выполнение этих работ, а по целому ряду объектов принимал непосредственное участие (нефтебазы в Астрахани и Мукачево, трубопроводы Бугуруслан – Куйбышев, Софийское – Комсомольск, Бавлы – Куйбышев II, Ромашкино – Куйбышев, Ромашкино – Клявлино и др.). Его заслуги в этот период были отмечены многими премиями и наградами.

Летом 1957 г. Иван Михайлович был назначен главным инженером — заместителем начальника Главнефтесбыта при Госплане СССР, а в апреле 1958 г. — начальником Главного управления по снабжению и сбыту нефти и нефтепродуктов «Росглавнефтеснабсбыт» при Госплане РСФСР. Осенью 1959 г. И. М. Торочков становится начальником Главного управления по транспорту и снабжению нефтью и нефтепродуктами при Совете Министров РСФСР (Главнефтеснаб РСФСР).

Иван Михайлович Торочков в общей сложности почти четыре десятилетия (до ухода на пенсию в мае 1978 г.) работал на различных ответственных постах отечественной системы нефтеснабжения. Из них около 20 последних лет он возглавлял крупнейшее ведомство по приему, транспортировке, размещению, хранению и распределению нефтепродуктов (и нефтей до 1970 г.). В тот период, характеризующийся быстрым развитием нефтегазового комплекса, под руководством Ивана Михайловича были сооружены десятки магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, в ведении Главнефтеснаба находились тысячи перевалочных и распределительных нефтебаз и автозаправочных станций, ускоренными темпами осуществлялись внедрение новой техники, автоматизация и механизация производственных процессов.

С именем И. М. Торочкова неразрывно связан целый ряд достижений в области транспорта и хранения нефтей и нефтепродуктов, существенно повысивших экономическую и оборонную мощь государства и сделавших Советский Союз одной из передовых нефтяных держав. Среди них следует отметить:

• успешное обеспечение горючим сельского хозяйства в начальный период освоения целинных и залежных земель (1954–1962 гг.);

• сооружение систем трубопроводных магистралей для перекачки нефтепродуктов и нефтей (прежде всего, с промыслов Татарии, Башкирии и Куйбышевской области) в восточном направлении и в центральные районы Европейской части страны;

• строительство крупных нефтебаз, таких как Находкинская, Архангельская, Кандалакшская, Петрозаводская, Костромская;

• создание крупнейшей в мире трансъевропейской системы магистральных нефтепроводов «Дружба-1» общей протяженностью более 5000 км;

• техническое перевооружение и реконструкцию всех нефтегрузовых портов СССР на Черном море, в том числе в Новороссийске, где был создан один из крупнейших в Европе комплексов сооружений (нефтебазы, наливные причалы пирса и мола, система очистки балластных вод и т. д.) по перевалке нефти в танкеры для экспортных поставок;

• строительство первых крупных магистральных нефтепроводов от месторождений Западной Сибири: Шаим – Тюмень и Усть-Балык – Омск;

• создание кольцевого трехниточного продуктопровода вокруг Москвы, позволившего значительно улучшить снабжение столицы и прилегающих районов, а также аэропортов светлыми нефтепродуктами.

Свои богатейшие знания Иван Михайлович передавал коллегам по центральному аппарату Главнефтеснаба РСФСР, а также руководителям региональных управлений, многие из которых в дальнейшем стали продолжателями его дела.

К сожалению, И. М. Торочков очень немногое из накопленных знаний и производственно-управленческого опыта изложил на страницах печати. Следует отметить книгу «Организация снабжения нефтепродуктами» (1978, соавторы П. Я. Бейдер, Р. Д. Балаян, Л. А. Мацкин), а также статьи в юбилейных выпусках журналов «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов» (№ 9 и 11, 1967) и «Нефтяное хозяйство» (№ 9 и 10, 1964; № 10, 1967 и № 10, 1977). В этих работах изложена история развития нефтесбытового дела, сделано обобщение деятельности Глав-

нефтеснаба РСФСР и описаны задачи, стоящие перед отраслью.

Иван Михайлович никогда не забывал о своем родном крае. Он содействовал благоустройству Костромы и окрестных колхозов. Городским Советом депутатов трудящихся в 1973 г. ему было присвоено звание «Почетный гражданин города Костромы».

В конце весны 1978 г., в возрасте 76 лет, Иван Михайлович прекращает свою многолетнюю работу на посту руководителя Главнефтеснаба и выходит на пенсию. После полугодового перерыва он вновь начинает работать на должности начальника отдела обеспечения ГСМ в Производственном объединении «Совинтеравтосервис», и июле 1982 г. окончательно уходит на заслуженный отдых.

Заслуги И. М. Торочкова были отмечены многочисленными наградами. Среди них три ордена Ленина, три ордена Трудового Красного Знамени, орден Знак Почета и многие медали СССР. Он был удостоен различных почетных званий ряда министерств и ведомств. Ему были присвоены звания «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР», «Заслуженный нефтяник Башкирской АССР» и «Почетный нефтяник». Дважды (в 1967 и 1971 гг.) он избирался депутатом Верховного Совета РСФСР шестого и седьмого созывов. Его имя занесено в книгу «Профессионалы нефтегазовой отрасли».

Отмеченные результаты огромной проделанной работы, множество организационно-технических нововведений в отрасли заслуженно снискали Ивану Михайловичу Торочкову — выходцу из простой крестьянской семьи — репутацию талантливого и авторитетного руководителя системы нефтеснабжения и крупного деятеля общегосударственного масштаба.

Ведущий научный сотрудник
ООО «Трансэнергострой»,
академик IAPE А. В. Черникин

Вниманию специалистов!

С. В. Дейнеко

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

В учебном пособии излагаются основы теории надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа и их практическое применение для решения научных и инженерных задач. Приводится анализ и классификация отказов газонефтепроводов, а также обработка статистических данных по отказам.

Рассматриваются методы обеспечения надежности на стадии проектирования и оценки надежности газонефтепроводов на стадии эксплуатации. Рассматриваются теория, критерии и показатели надежности невосстанавливаемых и восстанавливаемых систем.

Представлены методология исследования и оценки эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта; методика построения структурных схем надежности газонефтепроводов; методика построения моделей надежности объектов газонефтепроводов; методика компьютерного моделирования в Excel для решения задач надежности; методы оценки достоверности построенных моделей надежности. Практическая реализация методов приводится в ранее изданных книгах «Оценка надежности газонефтепроводов. Задачи с решениями» и «Построение моделей надежности газонефтепроводов методом компьютерного моделирования. Лабораторный практикум», которые дополняют данное учебное пособие.

Учебное пособие предназначено для студентов, магистрантов, аспирантов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», а также может быть использовано инженерно-техническим персоналом, связанным с оценкой эксплуатационной надежности газонефтепроводов.

М.: Издательство «Техника», 2011. — 176 с.