

# ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕРВИСА

научный журнал

**ПРОМЫШЛЕННЫЙ СЕРВИС**

№ 2 (39) 2011

## СОДЕРЖАНИЕ

### КОЛОНКА ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Б. П. Туманян

К ВОПРОСУ О КЛАССИФИКАЦИИ  
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ..... 4

### СЕРВИСНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ Геология и геофизика

И. И. Полын

ВЫСОКОТОЧНАЯ ГРАВИРАЗВЕДКА  
ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ..... 9

### ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

И. М. Исаков

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ  
ИНСТРУМЕНТОВ СОПРОВОЖДЕНИЯ  
ПРОЦЕССОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА  
И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ  
И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ..... 16

#### Главный редактор

Б. П. ТУМАНЯН

#### научно-редакционный совет:

А. Б. АМЕРИК,  
С. В. ДЕЙНЕКО,  
Е. А. ЛУКАШЕВ,  
Е. А. МАЗЛОВА,  
М. Л. МЕДВЕДЕВА,  
А. З. МИРКИН,  
О. И. СТЕКЛОВ,  
В. С. ШУПЛЯКОВ,  
Ф. М. ХУТОРЯНСКИЙ

#### Редакция:

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

#### Адрес редакции:

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

**СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ  
И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА**

Е. В. Амосова, Д. Ю. Кропачев, Д. С. Паздерин

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕМПЕРАТУР  
ПРОТЯЖЕННЫХ ОБЪЕКТОВ  
В ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ ..... 21

А. Ю. Неделько

НОВЫЕ МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ  
ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН  
В УСЛОВИЯХ ПРОИЗВОДСТВА..... 26

**ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ  
И ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР**

Э. А. Микаэлян

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ  
ГАЗОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ГАЗОПРОВОДОВ..... 28

**АВТОСЕРВИС**

В. С. Шупляков, И. Э. Грибут, А. А. Казаков

АВТОМОБИЛИЗАЦИЯ И СОСТОЯНИЕ РЫНКА  
АВТОСЕРВИСНЫХ УСЛУГ ..... 36

**ИНФОРМАЦИЯ И СТАТИСТИКА ..... 41**

При перепечатке любых материалов  
ссылка на журнал  
«Теоретические и прикладные  
проблемы сервиса» 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 № 77-9918 от 10.10.2001 г.  
ISSN 1815-218X

Подписной индекс в каталоге  
агентства «Роспечать» 46831  
Материалы авторов не возвращаются.  
Тираж 1000 экз.

© Журнал «Теоретические  
и прикладные проблемы сервиса», 2011

---

## Уважаемые читатели!

### **Журнал «Теоретические и прикладные проблемы сервиса» переименован и будет выходить под новым названием «Промышленный сервис»**

Журнал «Теоретические и прикладные проблемы сервиса» успешно издается с 2001 года. Портфель журнала включает материалы, связанные с научными и прикладными исследованиями в области техники и технологий, сервисного обслуживания процессов и аппаратов и промышленного производства. Более точное название журнала: «Промышленный сервис», сфокусированное в соответствии с публикуемыми материалами и областями рассматриваемых проблем, принято для исключения ошибочного восприятия направленности журнала авторами статей и читательской аудиторией, учитывая, что понятие «сервис», наряду с сервисными промышленными технологиями, подразумевает сервис в сфере бытовых услуг, общественного питания, туризма и т. д.

Основная цель нового журнала «Промышленный сервис» заключается в обеспечении научно-информационной, методической и практической поддержки специалистам различных отраслей промышленности при оказании или потреблении услуг промышленного сервиса, а также содействии скорейшему освоению прогрессивных сервисных технологий, разработке перспективных подходов и повышению качества их предоставления. Журнал предназначен для тех, кто следит и занимается развитием различных отраслей народного хозяйства, и может быть полезен руководителям высшего и среднего звена, инвесторам, поставщикам технологий, работ и услуг, законодателям, консультантам по различным направлениям, специалистам, осуществляющим развитие, техническое перевооружение и модернизацию предприятий. Читатели, авторы и рекламодатели журнала могут установить полезные деловые контакты с ведущими лицензиарами, поставщиками работ и услуг, изготовителями оборудования, обсудить возможные решения технических проблем и оптимизации производства, организовать общение с инвесторами и финансистами, получить практические советы о стратегических подходах к финансированию новых и улучшению реализации текущих проектов.

Приоритетным направлением деятельности журнала является публикация и обсуждение материалов актуальных событий и мероприятий, способствующих повышению компетентности и осведомленности участников различных отраслей, а также эффективному развитию деловых связей организаций и предприятий. В журнале освещаются текущие тенденции рынка, последние события отраслей народного хозяйства. Косвенно журнал может способствовать созданию конкурентных рынков услуг промышленного сервиса.

На страницах журнала «Промышленный сервис» предполагается отражать и анализировать исследования, достижения и перспективы развития в сфере промышленного сервиса, информационных технологий и управления проектами; рассматривать сервисные технологические, технические, финансовые, информационные и управленческие научные и прикладные разработки. Особое место отводится специальной подготовке и переподготовке кадров. Отдельный раздел посвящен обмену опытом и дискуссиям по рассматриваемым проблемам.

Редакционная подписка на журнал «Промышленный сервис» осуществляется без ограничения в течение года. По всем возникающим вопросам обращайтесь, пожалуйста, по следующим контактам: тел. +7(499)135 8875, +7(985)998 6081, e-mail: [tpps@list.ru](mailto:tpps@list.ru).

Подписной индекс журнала «Промышленный сервис» в каталоге Агентства «Роспечать» — 46831.

## К вопросу о классификации нефтеперерабатывающих предприятий

Б. П. Туманян  
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина,  
МЦ «Рустехэкспертиза»

*Показана возможность классификации объектов нефтепереработки по технологическому признаку независимо от их производительности по сырью. Предложено рассматривать нефтеперерабатывающие предприятия как нефтеперегонные установки, нефтеперерабатывающие производства, нефтеперерабатывающие заводы и нефтеперерабатывающие или нефтехимические компании.*

**Ключевые слова:** нефтеперерабатывающие предприятия, техническое регулирование, мини-НПЗ, классификация объектов нефтепереработки, производительность по сырью, технологическая схема.

Классификация нефтеперерабатывающих предприятий необходима при разработке организационных и распорядительных документов уполномоченных ведомственных органов по осуществлению контрольных и надзорных мероприятий на опасных производственных объектах. Указанные мероприятия заключаются в проверке соответствия деятельности предприятий нормативным правовым актам Российской Федерации в области промышленной безопасности, соблюдения лицензионных условий и требований при осуществлении деятельности по эксплуатации опасных производственных объектов и деятельности по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению отходов различных классов опасности. При этом также оценивается достаточность мероприятий по предотвращению причинения вреда жизни, здоровью граждан, окружающей среде.

При известных процессах перестройки и реструктуризации отрасли в определении признаков нефтеперерабатывающих предприятий появились новые понятия, которые, впрочем, никаким образом не были согласованы с профессиональной точки зрения и зарегистрированы в нормативных правовых актах. В качестве одного из таких признаков стали широко употребляться термины мини-, малые, малотоннажные НПЗ. В это время в России начали создаваться принципиально новые предприятия по переработке нефти, которые существенно отличались от действующих крупных НПЗ бывшего СССР значительно уменьшенной загрузкой сырья и «упрощенными» технологиями переработки (авт.). Следует отметить, что лавинообразное развитие подобных предприятий сопровождалось в том числе и положительными явлениями, заключавшимися в оригинальных подходах к технологиям и организации производства. К разработке

технологий переработки нефти стали активно привлекаться специалисты различных областей знаний, например, физики, механики, волновой техники, которые способствовали появлению новых подходов к разработке принципов переработки нефтяного сырья, безусловно заслуживающих внимания и отдельного обсуждения.

Дальнейшее развитие сети подобных предприятий привело к формированию достаточно развитого сектора предприятий по переработке нефти, который стали определять, в том числе и на государственном уровне, как «малая» или «малотоннажная» нефтепереработка. Впрочем, при этом не устанавливались пределы значений, в которые вписывалась производительность указанных предприятий по сырью или по конечным продуктам, и практически отсутствовали рекомендации по способам представления показателей качества продукции. Таким образом, стали появляться многочисленные стандарты предприятий или технические условия, по которым выпускалась продукция. Здесь не обсуждается ни качество продукции, ни направления ее реализации. Принятие Технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», законодательно предписывающего соблюдение качества получаемой продукции нефтепереработки, заставляет по-новому взглянуть на перспективу развития нефтеперерабатывающих предприятий.

Стратегический переход России от экспорта нефти к экспорту нефтепродуктов поставил государство и производителей нефтепродуктов перед целым рядом вопросов, главный из которых — как в кратчайший срок обеспечить увеличение объема производства качественных нефтепродуктов. Причем текущая ситуация

заставляет рассматривать с разных сторон возможные направления развития отечественной нефтеперерабатывающей отрасли. Для того чтобы поставлять на экспорт нефтепродукты, качество которых отвечает европейским стандартам, большинство существующих крупных НПЗ необходимо модернизировать, что требует многомиллионных инвестиций и времени.

По оценкам некоторых экспертов, именно строительство НПЗ малой и средней производительности от 200 тыс. т до 1 млн. т нефти в год может принципиально изменить ситуацию в нефтеперерабатывающей отрасли и обеспечить достаточно мощностей для переработки нефти внутри России. Такие НПЗ позволяют осуществить региональное снабжение топливом предприятий аграрного сектора в период посевных и уборочных работ, обеспечить работу котельных на мазуте местного производства. Создание предприятий малой и средней производительности в целях получения топлива для собственных нужд (например, для обеспечения работы дизель-генераторов) экономически оправдано на нефтегазодобывающих объектах, расположенных в труднодоступных районах, где имеются сырье (нефть, газовый конденсат) и энергоресурсы (пар, вода), а регулярное поступление топлива не всегда возможно ввиду природно-климатических условий. К тому же на таких объектах реализуются практически безотходные технологии, поскольку после отбора, например, фракции дизельного топлива, все оставшиеся фракции можно закачать обратно в резервуар или магистральный трубопровод с нефтью или нефтепродуктом.

Однако не следует упрощать проблему. Перспектива развития данных предприятий связана с необходимостью предварительного решения важнейших вопросов, в частности, выбора места для строительства, транспортных схем при снабжении сырьем и отгрузки продукции, ассортимента и качества продукции, специальных, во многих случаях — нетрадиционных технологий, обеспечения промышленной и экологической безопасности, разработки нормативной базы и др. Необходимы специальные виды арматуры, узлов, агрегатов, устройств и аппаратов, автоматизированных систем управления и контроля, рассчитанных на сравнительно невысокие объемы переработки сырья.

Особое внимание необходимо уделять проблемам проектирования, строительства и эксплуатации подобных предприятий. При их создании и эксплуатации не возникает проблем, если их проектирование осуществляют про-

фильные проектные организации, входящие в отраслевые структуры химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, нефтяной и газовой промышленности, обладающие опытом технологического проектирования и имеющие квалифицированных сотрудников. Проблемы возникают в тех случаях, когда проекты мини-НПЗ выполняют организации, частные проектные мастерские, специализирующиеся на строительном проектировании объектов гражданского назначения и не обладающие опытом технологического проектирования. Отсутствие достаточного опыта проектирования приводит к необходимости значительных переделок проектов, затратам средств на доработку и дополнительную экспертизу, к задержке своевременного ввода объектов в эксплуатацию. Важным требованием подготовки к предпусковым работам является прохождение необходимых государственных экспертиз на соответствие существующим нормам и правилам, которые относятся к проектной документации, конструкции, земельному участку и всей инфраструктуре нефтеперерабатывающего завода.

Немаловажным аспектом в этой связи является создание *общих принципов классификации объектов нефтепереработки*. Общепринятой классификации нефтеперерабатывающих предприятий практически не существует. В России их разделяют по товарному признаку — в соответствии с направленностью их технологической схемы переработки. Как известно, при этом выделяют предприятия топливного, топливно-масляного, и топливно-нефтехимического профилей.

Прежде всего, следует заметить, что нефтеперерабатывающие предприятия независимо от их типа представляют собой современные технологические комплексы, оснащенные автоматикой и выпускающие заданный ассортимент нефтепродуктов требуемого качества. Основой безопасности любого нефтеперерабатывающего и нефтехимического производства является тщательно разработанный и проверенный на опытно-промышленной установке технологический процесс. Следовательно, основой для проектирования любого производства продукции, выпускаемой на предприятиях химического комплекса, независимо от их организационно-правовой формы собственности, должны служить исходные данные для проектирования, разработанные научно-исследовательской организацией (разработчиком процесса), согласованные и утвержденные в установленном порядке в соответствии с Положением об исходных данных для проектирования.

Вначале целесообразно остановиться на устоявшемся в последние десятилетия в России понятии *мини- или малых НПЗ*. Значительное распространение подобных объектов требует специальных комментариев и особого к ним отношения для дальнейшей безопасной эксплуатации. Строго говоря, можно отказаться от понятий *мини-НПЗ* или *малый НПЗ*. Пытаясь выделить с точки зрения производительности по сырью мини- или малые НПЗ, можно прийти к абсурдности этого понятия, так как все предприятия по переработке нефти в той или иной степени выполняют основной принцип нефтепереработки — из нефтяного сырья получают некоторые продукты переработки и являются опасными производственными объектами. Более того, на всех указанных объектах, независимо от производительности по сырью, должны соблюдаться принятые технологические и технические решения, обеспечиваться промышленная и экологическая безопасность, другие принципы, позволяющие получать ассортимент продукции заданного качества и безаварийно эксплуатировать производство. Одновременно, каждое предприятие решает в той или иной степени социальные и региональные проблемы, в частности локального снабжения нефтепродуктами, предоставления рабочих мест, финансовых поступлений в бюджет и т. д. Подобная постановка вопроса в более широком смысле требует **классификации объектов нефтепереработки независимо от их производительности по сырью**. Это необходимо, в том числе и для корректной организации надзора за их функционированием.

Прежде всего, необходимо четко разобраться в терминологии. Здесь уместно вспомнить принятые термины «малотоннажные» или «крупнотоннажные» производства. До какого значения производительности по сырью нефтеперерабатывающий завод можно причислить к той или иной категории? Скорее всего, в нефтепереработке это сделать очень сложно, такая классификация в высшей степени условна! Любые, даже очень осторожные отнесения (а затем и сравнения) в общем сырьевом и продуктовом балансе объектов нефтепереработки к мини-, малым или крупным обречены на непредсказуемые последствия, связанные с различными условиями поставки и характеристиками исходного сырья, технологией его переработки, разными ассортиментом и качеством получаемой продукции и направлениями ее реализации и т. д. Не развивая длительную и бесполезную дискуссию в этом направлении, следует перейти от классификации, а точнее от определения типа нефте-

перерабатывающего предприятия по сырьевому признаку к технологическому. Технологическая схема может наиболее точно отразить характерные особенности объекта нефтепереработки. Сразу следует оговориться, что классификация типа объекта никак не связана с качеством сырья или продукции, в предположении, что эти показатели, безусловно, соответствуют техническому заданию, разработанному, согласованному и утвержденному в установленном порядке на начальном этапе жизненного цикла объекта.

Начать рассмотрение следует с так называемых *мини-заводов*, состоящих лишь из одного атмосферного блока разделения нефти, на котором из сырья получают бензиновую, широкую дизельную фракции и остаток. Не обсуждая качество получаемых фракций, укажем лишь, что подобные производства не могут называться нефтеперерабатывающим заводом, а представляют отдельно стоящую колонну (или две колонны), а точнее, во многих случаях — аппарат дистилляции нефти. Иногда колонны снабжают некоторым количеством ректификационных устройств, что позволяет осуществить фракционирование с заданной четкостью. Таким образом, в явном виде просматривается установка для атмосферного разделения или перегонки нефти. Возможно, чтобы избежать путаницы в терминологии следует так и называть подобные сооружения, прибегая к широко распространенному в свое время понятию «**нефтеперегонная установка — НПУ**». Теперь, встречая подобную аббревиатуру во всех документах, можно будет сразу четко определить, о каком виде промышленного объекта идет речь. Следует отметить, что нефтеперегонные установки функционируют в настоящее время, в том числе на законных основаниях, во многих регионах России.

Более сложными вариантами технологий, также относящимися к *мини-НПЗ*, являются установки переработки нефтяного сырья по оригинальным технологиям, особенности которых в большинстве случаев, заметим, известны только авторам, активно представляющим свои разработки на всевозможных форумах по нефтепереработке. К сожалению, указанные разработки, как правило, не продвинуты дальше масштаба пилотных установок, в том числе вследствие ограниченных возможностей их разработчиков. Вероятно, настал момент (авт.), когда каждая подобная технология по представлению разработчиков в инициативном порядке должна быть рассмотрена в рамках научно-исследовательских или проектных институтов с целью получения квалифицированной оценки о научной и прак-

тической целесообразности. Следует обратить на эти технологии особое внимание с целью продвижения их промышленной реализации, включения полезных элементов технических решений в схемы нефтеперерабатывающих производств либо исключения из дальнейшего рассмотрения и обсуждения. В любом случае, указанные объекты также не могут называться нефтеперерабатывающими заводами, а могут лишь иметь статус **нефтеперерабатывающего производства — НПП**.

Основная особенность *нефтеперегонных установок и нефтеперерабатывающих производств* состоит в том, что получаемая продукция нормируется документами, утвержденными в установленном порядке для данного предприятия, таким образом, чтобы исключить вред и негативные последствия от реализации продукции. Причем не обязательно все получаемые продукты реализовывать в качестве товарной продукции — часть из них может служить сырьем для дальнейшей переработки или облагораживания на других нефтеперерабатывающих предприятиях. НПУ и НПП могут поставляться как комплектные технологические линии, т. е. имеют необходимую документацию, полностью описывающую технологию производства. Проектировщику нужно только лишь привязать производство к промышленной площадке, а эксплуатирующей организации — зарегистрировать его как опасный производственный объект в соответствующем реестре и получить лицензию на эксплуатацию.

Как уже указывалось, НПП могут быть успешно реализованы в отдаленных северных или восточных регионах России с целью снабжения их энергоресурсами, в частности, печным и котельным топливом. Доставка в эти регионы продукции, выпускаемой нефтеперерабатывающими предприятиями, требует значительных материально-технических и финансовых средств и часто оказывается сезонной, дорогой и нерентабельной. Более того, нередко указанные регионы являются нефтедобывающими, что естественно приводит к неоправданному многократному увеличению транспортных расходов на перекачку сырой нефти к местам переработки и обратную доставку продукции потребителю.

Очевидно, экономически выгодным также может стать размещение НПУ или НПП на месторождениях и скважинах с малым дебетом добычи нефти, или месторождениях высокозастывающих и трудно транспортируемых нефтей. В этой связи строительство и эксплуатация НПУ

и НПП вблизи мест добычи нефти или потребления нефтепродуктов одновременно с коммерческой привлекательностью позволяет решить народно-хозяйственные проблемы конкретного потребителя. Приоритетно НПУ и НПП следует ориентировать на получение в качестве основной продукции дизельного топлива и битума. Получение дорожных битумов в результате переработки тяжелых остатков на НПП позволит также решить проблему отсутствия развитой сети асфальтных дорог в северных регионах из-за дефицита и сложностей завоза битума. На НПП, включенных в состав асфальтобетонного завода, могут выпускаться битумы, компоненты дизельного топлива и побочные продукты в виде отгонов, используемых для собственных нужд в качестве топлива непосредственно на предприятии.

Ситуация последнего десятилетия показывает, что многие проекты новых нефтеперерабатывающих производств связаны с включением в поточные схемы установок вторичной переработки нефти, а точнее переработки и облагораживания нефтяных фракций с целью получения ассортимента товарной продукции, качество которой отвечает нормативным требованиям в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании. Такие производства следует относить к **нефтеперерабатывающим заводам** независимо от их производительности по сырью, которая может составлять даже 500 тыс. т/год или менее. Несмотря на сравнительно малую производительность, в поточную схему производства включаются вторичные процессы, позволяющие осуществлять переработку нефтяных остатков и облагораживание компонентов товарной продукции. К сожалению, в подобных случаях часто не существует типовых решений, и, как правило, требуется разработка новых проектов для конкретных предприятий, что естественно приводит к дополнительным затратам. В отличие от НПУ и НПП, нефтеперерабатывающий завод имеет широкие технологические возможности, т. е. набор процессов, обеспечивающих производство большого ассортимента товарной продукции, качество которой отвечает нормативным требованиям.

Наиболее крупной организационной структурой нефтеперерабатывающего предприятия являются **нефтеперерабатывающие или нефтехимические компании — НПК, НХК**. В бышем СССР подобные производственные объединения назывались нефтехимическими комбинатами. Нефтеперерабатывающая (нефтехимическая) компания представляет собой предприятие по

переработке нефти, включающее в виде отдельных самостоятельных производственных единиц комплексы взаимосвязанных предприятий по переработке жидкого углеводородного сырья и промежуточных продуктов. Цель функционирования нефтеперерабатывающих (нефтехимических) компаний — получение широкого ассортимента товарной продукции, качество которой отвечает нормативным

требованиям в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании. Нефтеперерабатывающая (нефтехимическая) компания может включать несколько взаимосвязанных самостоятельных структурных единиц, например нефтеперерабатывающий завод, завод по производству масел, завод катализаторов, газохимический завод и т. д.

V. P. Tumanyan

### **Towards Refining Enterprises Classification**

*A possibility of petroleum refining facilities classification on technological feature regardless of their capacity is demonstrated. It is offered to consider refining facilities as crude distillation units, refining plants, petroleum refineries and also refining and petrochemical companies.*

**Keywords:** refineries, technical regulation, mini refinery, refining enterprises classification, capacity, flow diagram.

---

## **Вниманию специалистов!**

**В. Е. Емельянов**

### **ПРОИЗВОДСТВО АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ**

В книге изложены требования к качеству вырабатываемых и перспективных автомобильных бензинов.

Приведено краткое описание современных технологических процессов переработки нефти с целью получения бензиновых компонентов. Рассмотрено производство различных оксигенатов — высокооктановых кислородсодержащих соединений, применяемых в составе автобензинов.

Подробно охарактеризованы физические, химические и эксплуатационные свойства различных бензиновых компонентов, а также присадок и добавок для улучшения эксплуатационных свойств.

Рассмотрены вопросы контроля качества, транспортирования, хранения и применения автобензинов.

Монография предназначена для инженерно-технических работников предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, работников автотранспортных предприятий, а также бизнесменов, экономистов и менеджеров этих отраслей.

**М.: Издательство «Техника», 2008. — 192 с.**

**В. Е. Емельянов, В. Н. Скворцов**

### **МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА: АНТИДЕТОНАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА И ВОСПЛАМЕНЯЕМОСТЬ**

Приведены сведения о требованиях к качеству и технологии производства моторных топлив, методах оценки их детонационной стойкости и воспламеняемости. Изложены основные теоретические и практические вопросы, относящиеся к определению детонационной стойкости и воспламеняемости моторных топлив на современных одноцилиндровых установках, их техническое обслуживание, а также новейшие достижения техники в области усовершенствования установок и методов испытаний.

Книга предназначена в качестве практического руководства для работников лабораторий нефтеперерабатывающих и нефтесбытовых предприятий, для работников автомобильного и воздушного транспорта и других отраслей, а также широкому кругу инженерно-технических работников, будет полезна аспирантам и студентам вузов и техникумов.

**М.: Издательство «Техника», 2006. — 192 с.**



## Высокоточная гравиразведка для решения геологических задач

И. И. Польшин  
ЗАО «Гравиразведка»

*В работе рассмотрены методы изучения и детализации структурно-тектонических особенностей строения осадочного чехла и фундамента, наземно-скважинный гравиметрический мониторинг процесса разработки газовых месторождений, определение направлений миграции газа, подъема газодляного контакта, пластового давления в межскважинном пространстве и определение зон с различными режимами разработки.*

**Ключевые слова:** высокоточная гравиразведка, мониторинг процесса разработки, нефтяные и газовые месторождения.

Стабильность экономического развития России напрямую зависит от обеспечения стабильного развития энергетического комплекса и в первую очередь нефтегазового. Как известно, обеспечение промышленности углеводородами базируется на геологическом изучении недр и включает три основных этапа — поиск, разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений. Первые два этапа капиталоемкие, в связи с чем проблеме повышения их геологической и экономической эффективности посвящено значительное количество работ. Учитывая величину затрат на поиск и разведку нефтегазовых месторождений, этап их эксплуатации является наиболее ответственным с точки зрения компенсации этих затрат.

В связи с этим актуальной является проблема обеспечения оптимального и контролируемого процесса разработки нефтегазовых месторождений. В общем комплексе данных, необходимых для успешного решения этой проблемы, одним из наиболее важных элементов являются сведения как о детальном геологическом строении разреза и продуктивных толщ, так и их изменениях, происходящих в процессе разработки, т. е. при извлечении углеводородного сырья.

Для решения этой проблемы имеются определенные методы, среди которых можно выделить два направления, связанных со скважинными и наземными геофизическими исследованиями.

В первом случае, для наблюдения за процессом разработки используются как специально пробуренные на площади месторождения наблюдательные скважины, так и собственно эксплуатационные. Полученные при таких исследованиях результаты имеют достаточно высокое вертикальное разрешение и существенно низкое горизонтальное. Последнее

определяется точечным пространственным характером получаемой информации, что связано с незначительным количеством наблюдательных и эксплуатационных скважин, в которых проводятся повторные мониторинговые исследования. Недостаточное горизонтальное разрешение получаемой информации приводит к невозможности построения кондиционных карт выявленных изменений и, как следствие, использования этой информации для принятия решений в отношении скважин, расположенных на значительных расстояниях от контролируемых.

Второе направление связано с использованием наземных геофизических исследований, среди которых наиболее информативным считается 4D сейсмический мониторинг, основанный на повторном измерении 3D сейсмического поля с последующим анализом зафиксированных отличий в зарегистрированном волновом поле. Однако ввиду значительных технологических трудностей, связанных с проведением 4D сейсмических работ, а также их значительной стоимости, область применения подобных исследований ограничена акваториями морей. В этом случае регистрирующие системы размещаются непосредственно на морском дне, не демонтируются после окончания работ и используются при повторных замерах. Применение подобных подходов на суше практически невозможно, в связи с чем на территории России опыта подобных работ пока нет.

Среди других наземных геофизических методов можно также указать электрические методы исследований с использованием переменного тока, которые в последнее время получили достаточно широкое распространение при проведении работ в акваториях морей. Данные методы рассматриваются автором как прямое прогнозирование нефтегазоносности. Однако

использование их результатов в мониторинге сдерживается как невозможностью проведения соответствующих наблюдений на суше, так и низким вертикальным разрешением получаемых изображений электрических параметров среды. Кроме того, отсутствует строго установленная взаимосвязь между изменениями, происходящими в пласте, связанными с ними изменениями электрических свойств пород, и вызываемыми этими изменениями аномалиями электрического поля.

Кроме сейсмических и электрических методов, для мониторинга состояния геологической среды используются высокоточные гравиметрические исследования. Первоначально эти исследования применялись для изучения гидротермальных полей, вулканических систем и прогнозирования землетрясений. Однако с появлением высокоточных гравиметров фирм LaCoste & Romberg и Scintrex со статической погрешностью измерения 0,001 мГал, различными компаниями были предприняты попытки использования повторных гравиметрических изменений для изучения нефтегазовых месторождений Prudhole Bay (Аляска), Troll (Северное море, компания Statoil) и газовых хранилищ — Izaute (Франция, Total) и др.

Проведенные повторные измерения гравитационного поля над месторождениями и газовыми хранилищами показали наличие значительных гравитационных эффектов, связанных с разработкой месторождений и закачкой и отбором газа. Анализ величин зарегистрированных аномалий указал на возможность использования гравитационного мониторинга для контроля состояния продуктивных пластов в процессе их разработки, включая горизонтальное и вертикальное движение водонефтяного и водогазового контактов, а также изменение пластового давления.

В отличие от ранее указанных полевых геофизических методов — сейсмического и электрического, гравитационный метод мониторинга обладает рядом существенных преимуществ:

- наличием установленной непосредственной взаимосвязи между промысловыми характеристиками пласта, плотностью породы и гравитационными эффектами, связанными с этими изменениями;
- возможностью непрерывного площадного картирования гравитационных эффектов, вызванных разработкой месторождения;
- технической и экологической доступностью проведения повторных гравиметрических измерений;

– незначительными, в сравнении с другими методами, затратами на проведение мониторинговых исследований.

Учитывая, что Россия обладает значительным фондом разведанных и эксплуатируемых нефтяных и особенно газовых месторождений, внедрение в производственную практику гравитационного мониторинга невозможно без разработанной методики интерпретации его результатов. ЗАО «Гравиразведка» является научно-производственной организацией, имеющей большой опыт работы в этой области, обладающей современными технологиями интерпретации результатов мониторинга нефтегазовых месторождений и высокоточной аппаратурой.

ЗАО «Гравиразведка» было основано сотрудниками бывшей гравиметрической экспедиции № 1 Министерства геологии СССР. Экспедиция была экстерриториальной и выполняла в СССР и за рубежом гравиразведку различных видов (поисково-разведочную, инженерно-геологическую и специального назначения). Накопленный за десятилетия опыт работы позволил коллективу уже с момента создания Общества включиться в поисково-разведочные работы в районах Западной Сибири, Прикаспия, Северного Кавказа, Урало-Поволжья.

Для выполнения поисково-разведочных работ ЗАО «Гравиразведка» использует нижеперечисленное оборудование.

- Высокоточные гравиметры Scintrex AutoGrav CG-5, применение которых стимулирует работы по разработке и налаживанию новых методик при осуществлении полевых гравиметрических работ.

- Внутрискважинный гравиметр, который представляет собой прибор, обеспечивающий получение диаграммы плотностного каротажа при проведении глубинных исследований. Преимуществами этого метода являются:

- проведение замеров в обсаженной скважине;
- отсутствие влияния зоны проникновения;
- прямое влияние плотности;
- определение положения газодонефтяных контактов на значительном удалении от скважины;
- отсутствие влияния магнитных и электрических полей.

- Навигационная спутниковая система Trimble 5700, которая предназначена для проведения топогеодезических работ с применением режима реального времени. Преимуществами совместного использования GPS+GLONASS

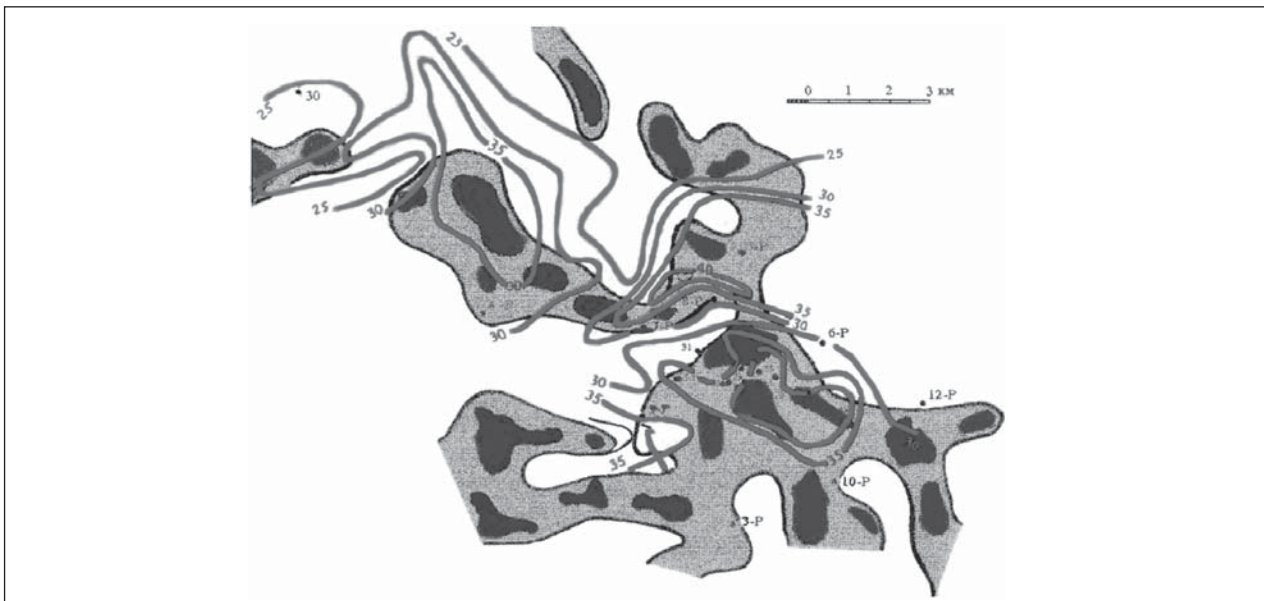


Рис. 1. Обнаружение зоны увеличения мощности нефтеносных песчаников (Бешкульское месторождение, Прикаспий)

системы Trimble R7GNSS и R8GNSS с новым программным обеспечением «Бизнес-центр» для обработки GPS и GLONASS данных являются:

- возможность работы в условиях лесной местности и городской застройки;
- уменьшение времени определения точных координат и высот;
- повышение надежности получаемых координат и высот;
- возможность проведения работ в северных широтах Земли, учитывая, что спутников GPS в этих широтах бывает недостаточно.

Кроме того, в работе используется лицензионное программное обеспечение ведущих зарубежных – Geosoft, Encom Technology (пакет Model Vision Pro), Intrepid Geophysics Pty Ltd. и отечественных производителей – SINGULAR (ГНПП «Аэрогеофизика»), KOMR (ГАНГ), GRAMAS, COSCAD (МГРИ) и др. При интерпретации данных используется пакет SIGMA 3D («Аэрогеофизика»). Большой набор программ и утилит, необходимых в работе, разработан сотрудниками ЗАО «Гравиразведка» самостоятельно.

Ниже рассмотрены основные задачи, решаемые ЗАО «Гравиразведка».

*Изучение и детализация структурно-тектонических и петрофизических особенностей строения осадочного чехла и фундамента* (рис. 1), в том числе выявление и трассирование разрывных нарушений, горстов и грабенов, потенциально перспективных объектов для постановки детальных геофизических работ и бурения, корректирование перспективных пло-

щадей действующих месторождений и поиск сопутствующих месторождений-сателлитов [1].

*Наземно-скважинный гравиметрический мониторинг процесса разработки газовых месторождений* является технологичным, экологически безопасным и геологически эффективным методом [2]. В комплексе с разработанной технологией создания динамических интегральных 3D моделей плотности

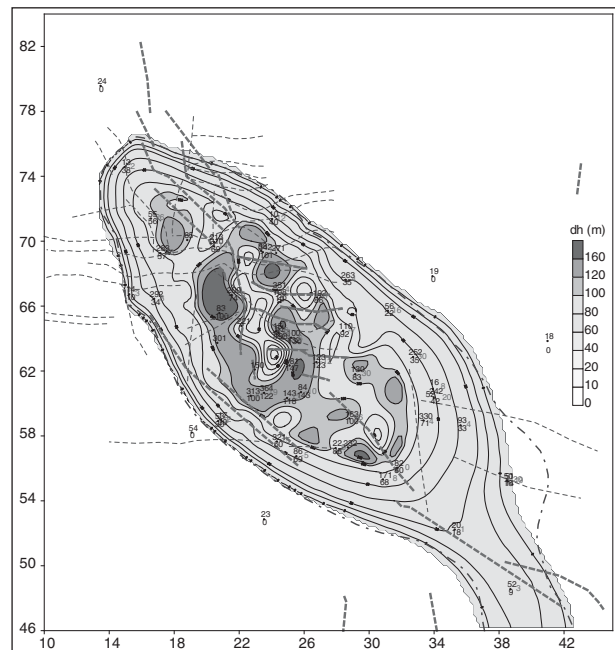


Рис. 2. Определение эффективных газонасыщенных толщ

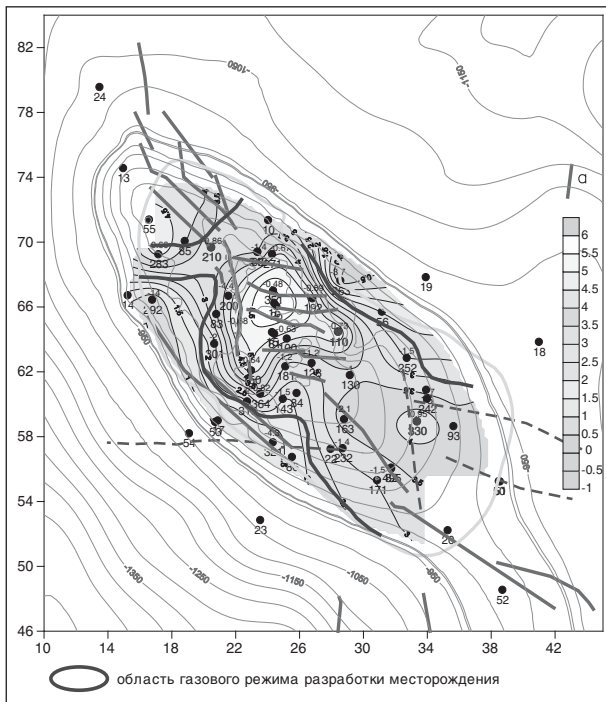


Рис. 3. Определение режимов разработки месторождения

указанный метод обеспечивает существенное повышение детальности и достоверности [3] результатов исследования газонасыщенных резервуаров (рис. 2) и эффективности их разработки (рис. 3).

Гравиметрические режимные исследования отличаются высокой разрешающей способностью, позволяющей фиксировать кратковременные слабые (в несколько сотен тыс. м<sup>3</sup>) изменения объемов при отборе или закачке газа в залежи. Поэтому мониторинг в виде режимных гравиметрических наблюдений подземных хранилищ газа (ПХГ) с успехом применяется на протяжении ряда лет. Помимо непосредственной значимости этих работ для контроля эксплуатации ПХГ, они служат также натурной моделью последующего мониторинга разработки месторождений углеводородов.

Результаты работ, проведенных на территории ПХГ (рис. 4), позволили прогнозировать распределение фильтрационно-емкостных свойств, определить каналы будущей миграции газа и контур газовой залежи, а также проследить за изменением этого контура в процессе эксплуатации.

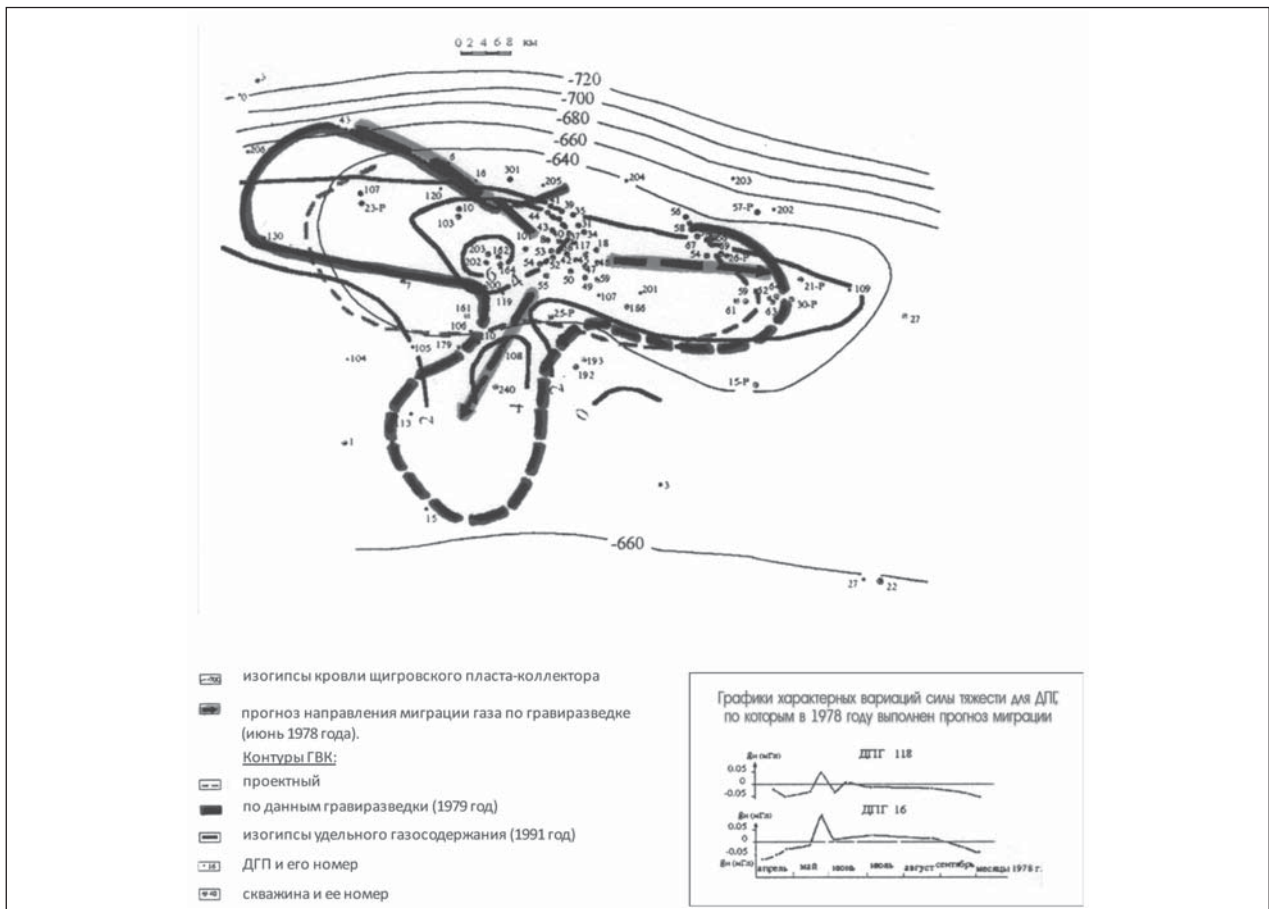
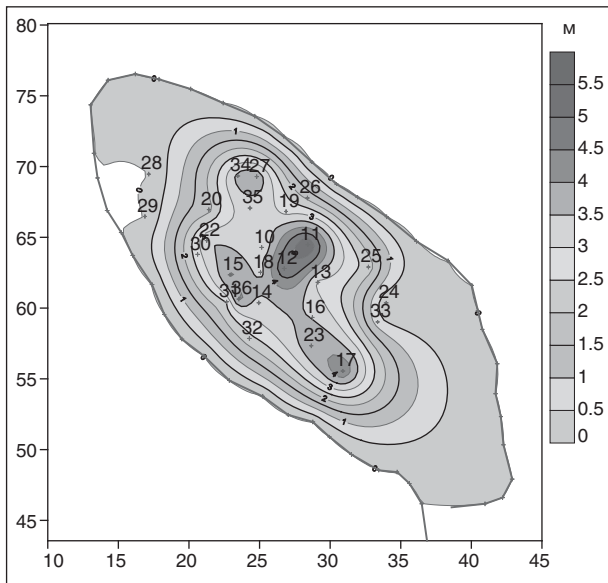


Рис. 4. Определение зон миграции газа в Касимовском ПХГ



**Рис. 5. Определение уровня подъема ГВК по вариациям силы тяжести (Ямсовейское нефтегазоконденсатное месторождение)**

Активность внедрения пластовых подошвенных вод в продуктивные отложения при разработке газового месторождения зависит от темпов отбора газа и от характера и степени снижения пластового давления по площади газоносности. При этом внедрение подошвенных вод в первую очередь происходит снизу вверх через «литологические окна» в плоскости газовой контакта (ГВК), сложенные проницаемыми для воды породами, и выше.

Для выявления таких зон и определения высоты подъема подошвенных вод сотрудниками ЗАО «Гравиразведка» разработана соответствующая методика [4]. Она основана на связи изменений дебитов скважин и пластовых давлений с вариациями силы тяжести за время мониторинга месторождения (рис. 5, 6).

К числу других задач, решаемых ЗАО «Гравиразведка», относятся:

- определение физических свойств пластов-коллекторов в поисковых, разведочных и наблюдательных скважинах по результатам плотностного гравиметрического каротажа и построение пространственной 3D модели по комплексу данных сейсморазведки, наземной и скважинной гравиразведки по разработанной методике (рис. 7, 8);

- инженерно-геологическое (геофизическое) обеспечение строительства наземных и подземных сооружений: ПХГ, захоронений отходов, водохранилищ и др.;

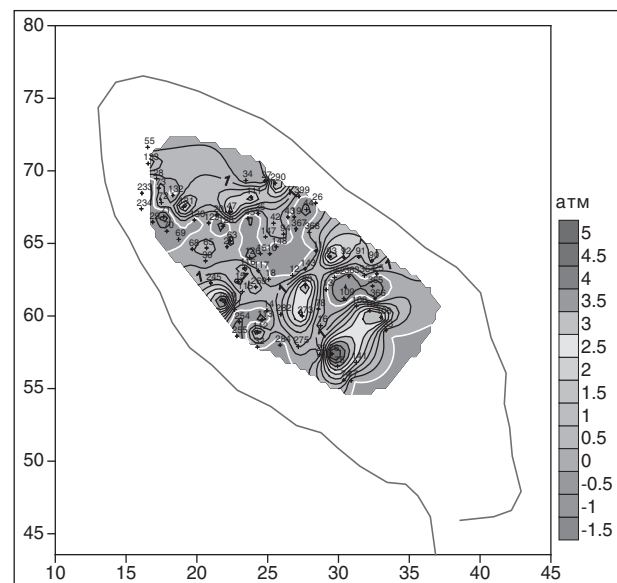
- геолого-экологический мониторинг есте-

ственных и техногенных процессов и объектов (разломов, оползней, пустот и др.);

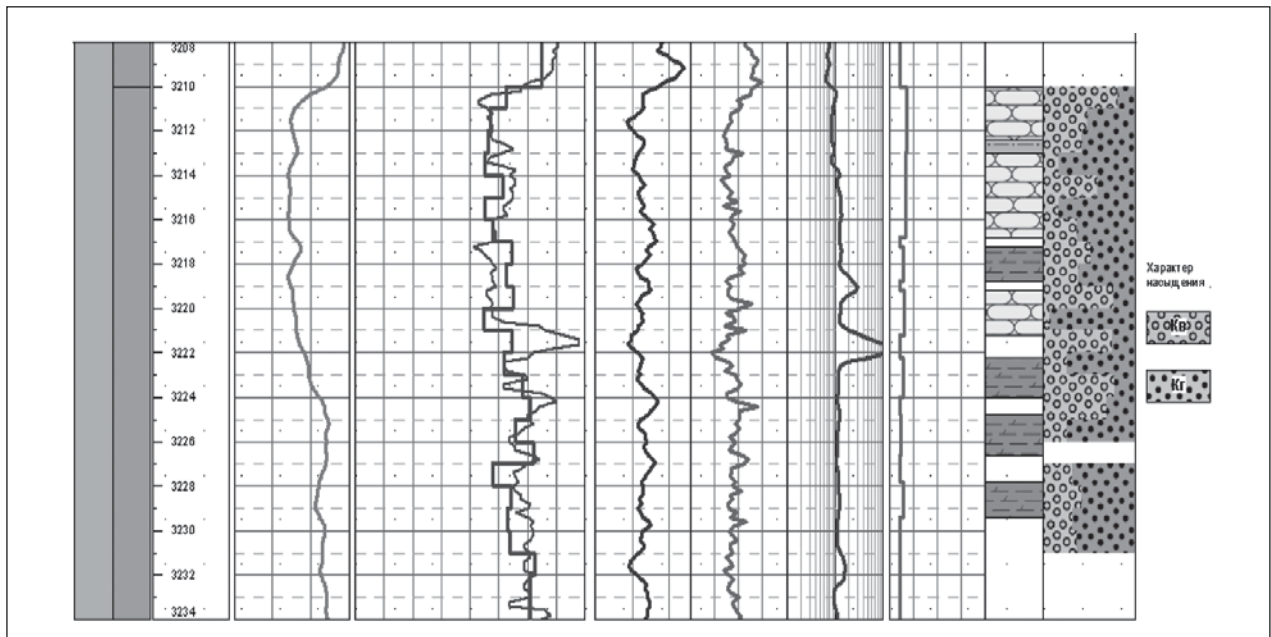
- выявление и изучение соленосных, рифовых, эпигенетических и других аномальных объектов литологического, фациального, петрофизического и других типов.

По мнению ряда специалистов в области эксплуатации газовых месторождений, обеспечение контроля развития процессов обводнения является наиболее слабой составляющей организации оптимальной добычи газа. В связи с этим, в настоящее время одной из самых актуальных задач при разработке газовых месторождений является внедрение метода или комплекса методов, которые позволяли бы следить за продвижением пластовых вод в продуктивном коллекторе. Газовая скважина, в отличие от нефтяной, не может работать при высоком содержании воды в ее продукции, в связи с чем рациональная эксплуатация газовых скважин предполагает максимальное по времени их безводное функционирование. Поэтому необходимо контролировать продвижение пластовых вод.

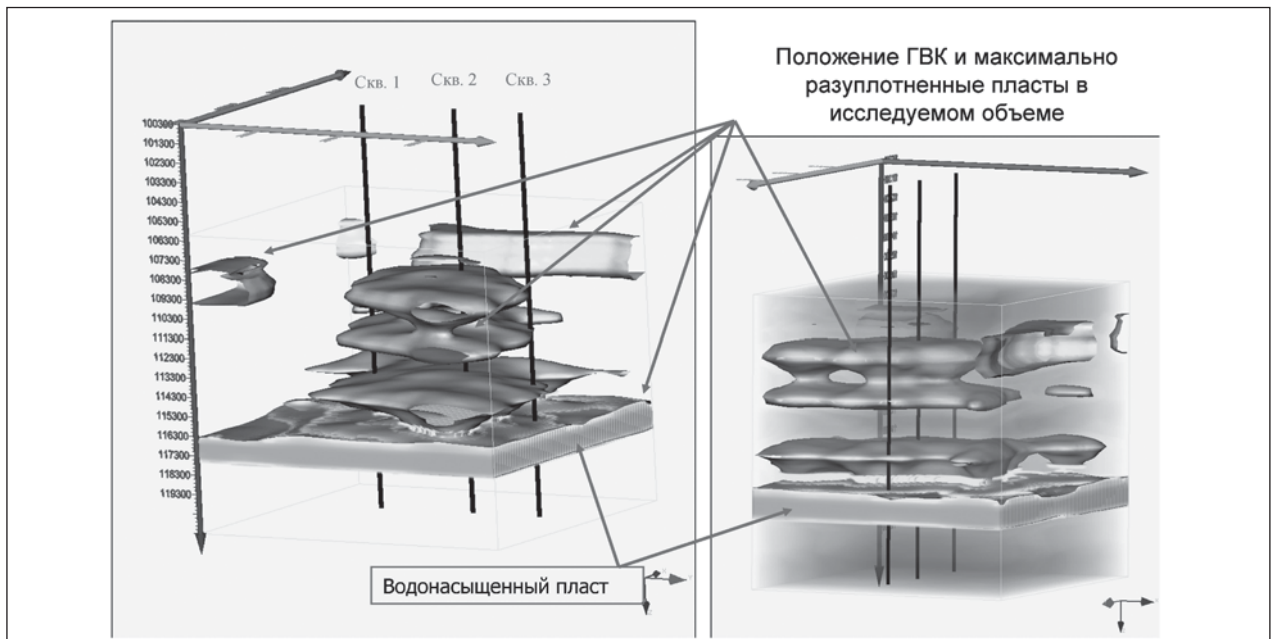
Самой сложной и нерешенной до настоящего времени задачей является определение расстояния от ГВК до забоя добывающей скважины. Как методы нейтронного каротажа, так и гидрохимический контроль обнаруживают наличие пластовой воды либо в момент ее появления в забое скважины, либо нахождения



**Рис. 6. Определение изменения пластового давления в межскважинном пространстве по вариациям силы тяжести (Ямсовейское нефтегазоконденсатное месторождение)**



**Рис. 7. Определение насыщенности флюидом продуктивных пластов и наблюдение за изменениями ГВК скважинным гравиметром**



**Рис. 8. Пример комплексной интерпретации данных наземной сейсмо- и гравиразведки и скважинной гравиразведки**

в непосредственной близости от призабойной зоны. Поэтому применение методов, основанных на периодических гравиметрических измерениях в скважинах и на территории промысла, позволяющих устанавливать перемещение

масс газа и пластовой воды во всей области продуктивного пласта, а не только вблизи забоев скважин, может стать первостепенным для осуществления эффективной разработки месторождений.

## Литература

1. Серкеров С. А. Гравиразведка и магниторазведка в нефтегазовом деле. — М: Нефть и газ, 2006. — 512 с.
2. Полин И. И., Парасына В. С., Серкеров С. А. и др. Возможности гравитационного мониторинга процесса разработки газовых месторождений // Нефть, газ и бизнес. — 2009. — № 11. — С. 65–69.
3. Полин И. И., Парасына В. С., Серкеров С. А. и др. Результаты наземно-скважинного мониторинга процесса разработки газовых месторождений // Там же. — № 12. — С. 62–67.
4. Полин И. И., Бобров Д. С. Определение высот подъема подошвенных вод по вариациям силы тяжести на примере Ямсовейского НГКМ // Там же. — 2010. — № 11. — С. 62–65.

I. I. Polyn

**Large-precise Gravity Exploration for Solving Geological Problems**

*The work discusses methods for study and detalization of structural and tectonic features of the structure of the sedimentary cover and basement, ground-borehole gravimetric monitoring process of gas fields development, identifying areas of gas migration, gas-water contact rise, the reservoir pressure in the interwell space and the definition of zones with different modes of development.*

**Keywords:** high-precision gravity survey, monitoring of the exploration process, oil and gas fields.

**Вниманию авторов!****Требования к оформлению и представлению материалов для публикации**

1. К статье должны быть приложены реферат (не более 10 строк) и список ключевых слов на русском и английском языках.
2. Объем статьи не должен превышать 15 страниц, включая таблицы, список литературы и подрисуночные подписи.
3. Материалы для публикации должны быть представлены в двух видах: текст, набранный в программе Microsoft Word на листах формата А4, распечатанный на принтере; дискета или компакт-диск с тем же текстом (файлы формата DOC или RTF), можно также прислать статью по электронной почте. Рисунки представляются в формате EPS или TIFF (300 dpi, CMYK или grayscale), за исключением рисунков, сделанных в программах Microsoft Office (Excel, Visio, PowerPoint и т. д.), которые представляются в оригинале.
4. Текст статьи должен быть распечатан в двух экземплярах через два интервала на белой бумаге формата А4. Слева необходимо оставлять поля шириной 4–5 см. Страницы должны быть пронумерованы.
5. Графическая информация представляется в черно-белом виде (за исключением фотографий). Дублирование данных в тексте, таблицах и графиках недопустимо.
6. Графический материал должен быть выполнен четко, в формате, обеспечивающем ясность всех деталей. Обозначение осей координат, цифры и буквы должны быть ясными и четкими. Необходимо обеспечить полное соответствие текста, подписей к рисункам и надписей на них.
7. Простые формулы следует набирать как обычный текст, более сложные — с использованием редактора формул программы MS Word. Нумеровать нужно формулы, на которые имеются ссылки в тексте. В то же время нежелательно набирать формулы или величины, располагающиеся среди текста, с помощью редактора формул.
8. При выборе единиц измерения необходимо придерживаться Международной системы единиц СИ.
9. Список литературы приводится в конце рукописи на отдельном листе, в тексте указываются только номера ссылок в квадратных скобках, например [2]. Оформление библиографии должно соответствовать ГОСТ 7.1–76.
10. В начале статьи нужно указать полное название учреждения, в котором выполнена работа. Статья должна быть подписана всеми авторами.
11. К статье должны быть приложены следующие сведения: фамилия, имя и отчество (полностью), место работы, а также полный почтовый адрес (с индексом), адрес e-mail и номера телефонов каждого автора, нужно указать также адрес для переписки и контактный телефон.

## Опыт применения современных инструментов сопровождения процессов проектирования, строительства и эксплуатации объектов нефтяной и газовой промышленности

И. М. Исаков  
ЗАО «НЕОЛАНТ Сервис»

*Рассмотрены современные информационные технологии, используемые для сопровождения жизненного цикла сложных технологических нефтегазовых объектов. Среди них — информационные трехмерные модели, сферические панорамы, электронная исполнительная документация, электронный технический паспорт трубопровода.*

**Ключевые слова:** информационные трехмерные модели, 3D модели, сферические панорамы, электронная исполнительная документация, электронный технический паспорт трубопровода.

Современные информационные технологии все активнее внедряются в нефтегазовой промышленности — без них уже не представляется возможным оперативное управление объектами на всех стадиях жизненного цикла: проектирования, строительства, эксплуатации. В 2010 г. был создан новый региональный офис компании «НЕОЛАНТ» в г. Ставрополь — «НЕОЛАНТ Сервис», образованный путем слияния с компанией «Проект-Сервис». Первоначально компания «Проект-Сервис» занималась выполнением проектных работ по магистральным газопроводам, газораспределительным станциям, газоснабжению объектов в республике Ингушетия, Восточных районах Ростовской области и др. Затем произошла переориентация «Проект-Сервис» на создание и внедрение информационных систем и трехмерных моделей сложных технологических объектов.

Организация «Проект-Сервис» участвовала в одном из крупнейших проектов — «Голубой поток», информационную модель которого разработали специалисты компании. Эта информационная модель представляет собой геоинформационную систему (ГИС), интегрированную с трехмерными моделями объектов трубопровода, такими как компрессорные станции. В 2000 году это были уникальные для России технологии.

Организация «Проект-Сервис» прошла путь от проектирования линейных объектов, аэрофотосъемки до создания ГИС, информационных трехмерных моделей сложных технологических объектов, электронной исполнительной документации, электронных технических паспортов магистральных трубопроводов, сферических панорам объектов топливно-энергетического комплекса.

Рассмотрим подробнее используемые в настоящее время информационные системы сложных технологических объектов.

**Информационные трехмерные модели сложных технологических объектов** позволяют:

- осуществлять контроль на всех стадиях жизненного цикла: при проектировании, строительстве, эксплуатации и капитальном ремонте;
- упростить авторский надзор проектировщиков и технический надзор эксплуатирующей организации;
- упростить, ускорить и улучшить качество строительно-монтажных работ — модель значительно нагляднее и понятнее чертежей, каждый элемент объекта имеет трехмерные координаты и привязан к строительной сетке;
- принимать управленческие решения;
- упростить процесс технического обслуживания технических и технологических систем и подсистем объекта;
- анализировать текущее состояние технологического объекта;
- использовать 3D модель в качестве основы для создания различных информационных систем при эксплуатации объекта.

Для интеграции 3D моделей, созданных в различных системах автоматизированного проектирования, и их визуализации используется информационная система **P3DB/Navigator** — инструмент для визуализации и интерактивной навигации 3D моделей и 2D чертежей, в том числе больших пространственно-распределенных моделей технологических и линейных объектов. Он удобен для интерактивного просмотра проектов и изучения трехмерных моделей промышленных



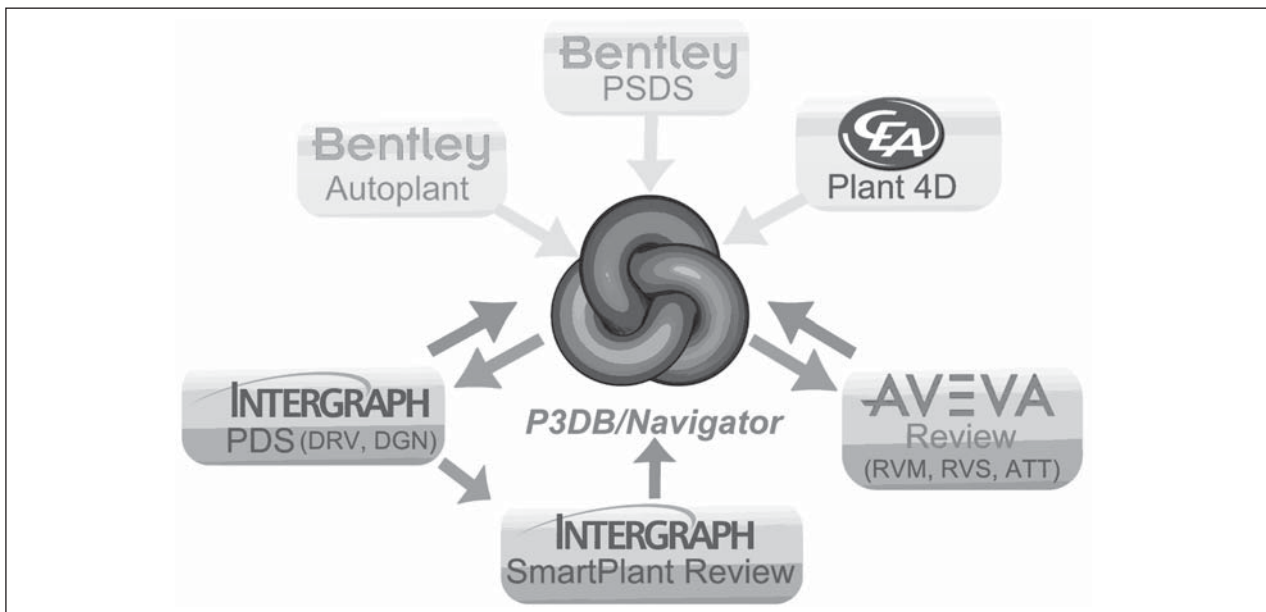


Рис. 1. Интеграция 3D моделей, созданных в различных системах автоматизированного проектирования, в единую информационную модель

объектов в ходе проектирования, строительства и эксплуатации.

Простой и понятный интерфейс открывает доступ к информации даже при отсутствии опыта работы с CAD продуктами. P3DB/Navigator позволяет объединить в единой модели информацию об объекте из различных источников и программ, передавать заказчикам и строителям любую графическую и атрибутивную информацию в едином формате р3db (рис. 1).

Расширения «P3DB/Manager» позволяют:

- создавать связи между элементами модели и произвольными документами (проектными и исполнительными);

- формировать базу задач проекта, импортировать задачи из программ планирования (например, из Primavera), отслеживать состояние задач и отображать на модели состояние работ в определенный период (различные цвета элементов 3D модели отражают комплектацию, опережение, отставание, выполнение по плану, завершение и приемку работ технадзором заказчика), формировать отчеты для выбранных задач;

- формировать спецификации для выбранных элементов; элементы могут быть выбраны разными способами: индивидуально, с помощью рамки или функции поиска по атрибутам.

**Сферические панорамы** представляют собой фотореалистичное изображение объекта и создают эффект присутствия на объекте. Основными преимуществами сферических панорам перед обычными фотографиями являются:

- возможность обзора на 360° по горизонтали и на 180° по вертикали — ни один участок объекта не останется незамеченным;

- возможность создания на основе сферических панорам информационных систем со следующим функционалом:

- сравнение объектов, выполненных по разным проектам;

- осуществление мониторинга процесса строительства с любым интервалом от дневного до квартального;

- регулирование загрузки, позволяющее группировать объекты по категориям: технологическая часть (ТХ), контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИП и А), отопление и вентиляция (ОВ), архитектурно-строительная часть (АС) и др. и управлять загрузкой модели от отдельных элементов к общему виду;

- переход из одной точки объекта в другую;

- дополнение объектов панорамы атрибутивной информацией;

- переход из сферической панорамы в соответствующую точку трехмерной модели с сохранением параметров камеры: местоположение, угол наклона, увеличение. Данная возможность позволяет оценивать реалистичность и точность модели (сравнение «как построено»), получать с помощью 3D модели атрибутивную информацию об элементах модели и использовать другие функции информационной 3D модели объекта.

**Электронная исполнительная документация «как построено».** Традиционная исполнительная документация в бумажном виде — это

большое число томов документов, в которых зафиксированы данные без точной привязки ко времени и единому координатному пространству. Эта информация статическая, отсутствует возможность ее сортировки, быстрого поиска нужных данных, их анализа и контроля.

База данных **электронной исполнительной документации** представляет собой данные и документированные события, связанные с проектом, периодом строительства и эксплуатации с использованием информационных технологий.

Цели создания базы данных электронной исполнительной документации «как построено»:

- упрощение и максимальная автоматизация процесса сбора информации на стадии строительства;
- максимально возможное уменьшение количества ошибок при сборе и оформлении документации;
- возможность использования базы данных электронной исполнительной документации «как построено» для решения различных практических задач при строительстве, контроле качества работ и эксплуатации;
- обеспечение простого и быстрого механизма поиска, просмотра и печати нужной информации.

В процессе накопления опыта работы по формированию электронной базы данных исполнительной документации на объектах строительства трубопроводов ООО «Проект-Сервис» разработало специализированный программный комплекс (ПК) «EDoc-Pro» на основе реляционной системы управления базами данных Firebird (Interbase). С помощью этой информационной системы решаются задачи по созданию и заполнению электронной базы данных исполнительной документации проекта. Основные характеристики и возможности «EDoc-Pro»:

- удобное и быстрое заполнение баз данных;
- контроль ошибок при заполнении баз данных;
- оперативный доступ ко всем данным о трубопроводной системе;
- анализ данных, создание отчетов;
- формирование библиотеки запросов;
- отображение диаграммы заполнения документации;
- поиск документов по любым критериям;
- простота хранения и просмотра документов.

Заказчику база данных электронной исполнительной производственной документации и архив отсканированных оригиналов передаются

вместе с бесплатной программой «EDoc-View», в которой средства редактирования данных отсутствуют, что обеспечивает неизменность данных после завершения проекта.

**Электронный технический паспорт трубопровода.** Функциональное назначение электронного технического паспорта (ЭТП) заключается в представлении различных данных об объектах трубопровода (инженерно-технические изыскания, проектная документация, электронная исполнительная документация «как построено» и данные о выполненных обследованиях и ремонтах) в единой наглядной информационной системе. ЭТП обеспечивает оперативную выдачу административному и эксплуатирующему персоналу требуемой информации.

ЭТП трубопровода представляет собой специализированную информационную систему на основе проектных данных и электронной исполнительной документации «как построено», которая дополняется в ходе эксплуатации трубопровода сведениями о выполненных обследованиях, ремонтах и о текущем состоянии трубопровода с использованием программного продукта P3DB/Navigator.

ЭТП содержит нижеперечисленные данные о трубопроводе.

«*Ось трубопровода*» — модели оси трубопровода, включающие «Проектную ось трубопровода» и «Ось трубопровода «как построено»». Последняя модель кроме расчетного пикетажа в плане содержит данные о фактической длине трубопровода.

«*Конструкция трубопровода*». Этот раздел содержит данные о конструктивных характеристиках и параметрах — проектных и фактических (согласно актам выполненных работ) и включает следующие подразделы:

- категория трубопровода;
- сведения об используемых трубах;
- результаты испытания;
- конструкция изоляции;
- дополнительная защита изоляции;
- защита от активных тектонических разломов;
- балластировка;
- инженерная защита;
- электрохимическая защита;
- переходы через водные преграды (перечень всех переходов и 3D модели надземных переходов);
- пересекаемые инженерные коммуникации (дороги, трубопроводы, кабели, линии электропередач);
- тоннели;

– линейные крановые узлы (перечень узлов и 3D модели крановых узлов «как построено»);  
 — площадочные сооружения (перечень узлов и сооружений, 3D модели узлов).

Данные подразделы включают модели «как спроектировано» и «как построено», что позволяет на стадии строительства анализировать соответствие фактических конструктивных характеристик проекта.

«Раскладка элементов трубопроводной системы» (ЭТС) — модели «Раскладка труб и ЭТС по данным сварочных журналов» и «Данные о внутритрубной дефектоскопии (ВТД)».

«Раскладка труб и ЭТС по данным сварочных журналов» представляет собой данные об элементах трубопровода, полученные из сварочных журналов. Данные представлены в виде логических слоев, соответствующих типу и характеристикам элементов (трубы, тройники, кривые холодного гнутья, отводы 5 Ду, краны, интеллектуальные вставки и т. д.). Каждый элемент содержит атрибутивную информацию о его характеристиках, что позволяет получать ведомости (спецификации) соответствующих элементов.

«Данные о внутритрубной дефектоскопии» визуализируют в ЭТП информацию, полученную в ходе выполнения работ по ВТД после завершения строительства. Данные представлены в виде логических слоев, соответствующих типу элементов. Каждый элемент содержит атрибутивную информацию о его характеристиках, а также информацию об обнаруженных дефектах. При проведении новых работ по ВТД предполагается дополнение существующих данных новыми.

«Проектные чертежи» — представленные в единой системе координат проектные чертежи линейной части трубопровода.

«Исполнительная съемка» представляет собой исполнительные чертежи газопровода и кабеля связи, переведенные в формат информационной системы. Наряду с осями «как построено» отображена информация о прилегающей к газопроводу и кабелю связи территории (рельеф, естественные и искусственные преграды, подъездные дороги, населенные пункты и др.).

«Оползневые участки» — участки потенциально опасных геологических процессов.

«Отвод земель» — данные о владельцах земель, переданных в аренду на период строительства и эксплуатации трубопровода.

«Фото» — точки вдоль трассы газопровода с привязанными к ним фотографиями. Возможно дополнение ЭТП новыми фотографическими

материалами, получаемыми в ходе эксплуатации газопровода.

Вся информация (картографические материалы, космические снимки, проектные чертежи, исполнительная съемка, раскладка элементов трубопроводной системы) представлена в ЭТП в единой системе координат.

Исходя из вышеизложенного, можно обобщить преимущества ЭТП:

– в процессе строительства трубопровода ЭТП позволяет строителям наглядно представить информацию о конструктивных характеристиках трубопровода с привязкой на местности в реальных географических координатах;

– технический надзор имеет возможность анализировать проектную информацию и данные «как построено» в единой информационной системе и отслеживать отклонения от проекта;

– эксплуатирующая организация имеет возможность дополнять ЭТП трубопровода данными, полученными при выполнении диагностических и ремонтных работ, что позволяет всегда иметь актуальную информацию о состоянии отдельных элементов трубопроводной системы и трубопровода в целом;

– единая система координат и функция подключения GPS-приемника позволяют ремонтно-восстановительной службе эксплуатирующей организации оперативно находить на местности нужный участок трубопровода и получать о нем необходимую информацию: конструктивные характеристики, характеристики элементов трубопроводной системы, данные о дефектах элементов трубопровода.

**Информационная система EDocInspector управления диагностической информацией на компрессорных станциях (КС)** представляет собой единую базу данных всей диагностической информации об объекте и инструменты визуализации данной информации на 3D модели и сферических панорамах объекта (рис. 2). Эта система позволяет перейти от набора разрозненных документов к полноценной информационной системе управления диагностической информацией на КС магистральных газопроводов.

Указанная информационная система позволяет работать со следующими результатами диагностики:

– измерения вибрации трубопроводной обвязки;

– геодезическими измерениями положения трубопроводной обвязки;

– толщинометрии отводов.

Ниже представлены основные преимущества информационной системы EDocInspector.



Рис. 2. Типы информации, объединяемые информационной системой EDocInspector

- Комфортная работа — простой и логичный интерфейс минимизирует время, необходимое для ввода данных в систему. Все необходимые функции доступны из основного окна программы. Реализована возможность создания отчета по необходимым данным в печатной форме, а также экспорт данных в формат Microsoft Office Excel.

- Безопасность — разграничение уровней доступа к информации от просмотра до полного контроля соответственно должностным обязанностям.

- Контроль данных — автоматическая проверка и индикация введенных данных относительно контрольных значений по дисциплинам.

- Повышение информативности — возможность добавления к каждой записи произвольного количества необходимых документов (файлов): фотографий, отчетов, нормативной документации и т. д.; возможность хранения необходимых комментариев.

- Сортировка и поиск — удобный механизм поиска необходимых данных об измерениях, функция создания произвольных групп, объединяющих произвольное количество записей по необходимому признаку.

- Визуализация диагностической информации — 3D модель несет в себе полную и достоверную информацию об устройстве КС и обеспечивает доступ к необходимой информации для быстрого и своевременного принятия решения. Поэтому 3D модель является удобным инструментом при планировании различных работ по диагностике и ремонту. Сферические панорамы, представляя собой фотореалистичное изображение объекта, создают эффект присутствия на объекте. Возможен визуальный мониторинг через определенные промежутки времени.

Точка, в которой измеряется тот или иной параметр, отображается в трехмерной модели и несет в себе как атрибутивную информацию (дата измерений, их результаты, максимально допустимые параметры, выводы), так и связь с электронной таблицей (отчетом по проведенным обследованиям), в которой представляется расширенная информация — марка измерительного прибора, инженер, выполнявший измерения и т. д.

Для визуального выделения в модели объекта значений измеряемых параметров существуют три режима отображения точек измерения:

- значение измеряемого параметра удовлетворяет допустимым значениям;

- значение превышает критическое и требует принятия решения о дальнейшей эксплуатации и методах решения проблемы;

- значение превышает максимально допустимое, дальнейшая эксплуатация запрещена.

Современные IT-решения имеют множество практически важных приложений на всех стадиях жизненного цикла объектов нефтегазовой отрасли. Следует отметить, что обеспечение активного применения специализированных информационных систем в эксплуатирующей организации требует решения целого ряда методологических, организационных, информационных и других вопросов.

I. M. Isakov

### Experience of Application of Modern Maintenance Instruments for Design, Construction and Exploitation of Oil and Gas Industry Facilities

*Modern information technologies, being used for maintenance of complex oil and gas industry facilities life cycle are considered. Among them are information three-dimensional models, spherical panoramas, electronic as-built documentation, pipeline electronic engineering certificate.*

**Keywords:** information three-dimensional models, 3D models, spherical panoramas, electronic as-built documentation, pipeline electronic engineering certificate.

## Система мониторинга температур протяженных объектов в вечномерзлых грунтах

Е. В. Амосова, Д. Ю. Кропачев, Д. С. Паздерин  
ОАО НПП «Эталон»,  
ООО НПО «Фундаментстройаркос»

*Для обеспечения безопасности функционирования объектов нефтегазового комплекса, а также строительства сооружений в северных районах России предложено осуществлять температурный мониторинг объектов с целью выявления и устранения аварийных участков в районах вечномерзлого грунта.*

**Ключевые слова:** криолитозона, многолетние изменения, мониторинг, температура грунтов, тренд, термокоса, контроллер, система.

Реализация национальных нефтегазовых проектов XXI века тесным образом связана с развитием новых крупных центров добычи углеводородного сырья и созданием новых систем магистрального трубопроводного транспорта газа, газоконденсата и нефти [1].

Безопасность функционирования объектов нефтегазового комплекса на территориях распространения многолетнемерзлых пород во многом определяется эффективностью систем мониторинга опасных геокриологических процессов, развитие которых связано как с природными факторами, так и с влиянием технических объектов. В зависимости от комплекса природных факторов, формирующих геокриологические условия, грунты могут находиться в многолетне- и сезонномерзлом, сезонноталом, талом и переохлажденном состояниях и, следовательно, обладать различными прочностными и деформационными свойствами. К числу опасных трансформаций криогенных грунтов относятся образование термокарста, термоэрозия, морозное пучение, растепление, заболачивание. Магистральные трубопроводы наиболее уязвимы к этим трансформациям, поскольку подобные процессы приводят к изменению положения, деформации и высокой вероятности возникновения аварийных ситуаций на трубопроводах [2].

Строительство и эксплуатация зданий, сооружений на вечномерзлых грунтах также представляют проблему. Трудности фундаментостроения в районах распространения вечномерзлых грунтов определяются особенностями инженерно-геокриологических условий на площадках размещения газопромысловых сооружений. Для выявления этих условий проводят геотехнический мониторинг, в состав которого входят наблюдения за температурным и гидрогеологическим режимом, состоянием грунтов оснований, несущей способностью и деформациями фундаментов, развитием опас-

ных геологических процессов и экологической безопасностью прилегающей территории, прогнозирование и управляющие мероприятия, обеспечивающие надежность оснований и фундаментов сооружений [3].

Определение геотехнических свойств мерзлых грунтов имеет ряд особенностей:

– при определении температур грунтов в скважинах следует соблюдать режимы выстойки скважин после бурения и выстойки измерительной аппаратуры;

– при определении глубин сезонного оттаивания замеренные глубины оттаивания следует пересчитывать согласно ГОСТ 26262–84;

– отбор образцов и определение физических и механических характеристик мерзлых грунтов должны осуществляться с учетом масштабного эффекта, вызванного наличием ледовых прослоев в мерзлом грунте [3].

Успешная реализация нефтегазовых и строительных проектов на территории распространения многолетнемерзлых пород связана с внедрением при проектировании и строительстве новых технологий и технических решений. Эти решения должны не только обеспечивать надежность, устойчивость фундаментов и пространственную неизменность конструкций в процессе строительства и эксплуатации, но и гарантировать надежную работу газодобывающих и газотранспортных систем, даже с учетом негативных сценариев возможного потепления климата [1].

Интенсивное потепление климата, начавшееся во второй половине 1960-х – начале 1970-х гг., не было постоянным в северных широтах России. В последние 18–20 лет на многих метеостанциях стали наблюдать слабые изменения климата, прекращение потепления и даже похолодание. Современные изменения климата привели к формированию тенденций к повышению температуры грунтов на Севере [4].

Согласно комплексному анализу данных метеостанций и геокриологических стационаров, для севера России возможные изменения трендов температуры грунтов находятся в широком диапазоне — от 0,004 до 0,05 град./год. Средние для всего региона значения тренда составляют 0,03 град./год [4].

Высокие тренды потепления грунтов и воздуха наблюдаются в центральной части Западной Сибири, в Якутии и на юге Красноярского края. Минимальные тренды изменения температуры воздуха и грунтов характерны для Европейского Севера, севера Средней Сибири и Колымской низменности [4].

В районах с высокотемпературными многолетнемерзлыми грунтами (юг Западной Сибири, Забайкалье, Приамурье) сильное потепление климата не приводит к синхронному формированию высоких трендов изменений среднегодовой температуры грунтов вследствие значительных затрат тепла на фазовые переходы при оттаивании [4].

Многие ученые-климатологи и геокриологи отмечают, что за последние 20–25 лет температура воздуха в области криолитозоны повысилась на 0,2–2,5°. Повышение температуры верхних горизонтов мерзлых пород за этот период достигло 1,0–1,5° и распространилось на глубину 60–80 м. По различным оценкам, прогнозируемое повышение температуры воздуха на Севере в первой четверти XXI в. составит 1–2° и может достичь 3–4° к середине столетия. При таком потеплении климата произойдет существенное сокращение площади сплошных мерзлых пород в Северном полушарии, южная граница их распространения в Западной Сибири может отодвинуться на 200–500 км на север.

Можно сделать вывод, что изменение теплового баланса многолетнемерзлых пород под действием инженерных сооружений и глобального потепления климата станет, если уже не стало, одним из основных факторов, определяющих устойчивость инженерных сооружений. Деградация мерзлых пород приведет к резким изменениям условий функционирования оснований и фундаментов, поскольку прочностные и деформационные свойства грунтов напрямую зависят от температуры. В результате недостаточного учета геокриологических условий и их изменения под действием природных и техногенных факторов происходят многочисленные деформации сооружений, иногда аварийного характера.

На наш взгляд, необходимо контролировать и управлять температурным режимом грунтов в процессе эксплуатации сооружений.

Отметим также, что одним из элементов комплексного проектирования обязательно является термостабилизация грунтов оснований. Системами термостабилизации грунтов оснований могут быть вентилируемое подполье, теплозащитные экраны, сезонно-действующие охлаждающие установки и охлаждающие установки круглогодичного действия горизонтального и вертикального типов.

Таким образом, одной из основных проблем успешного проектирования фундаментов является разработка и промышленное применение новых технических решений по контролю и управлению температурным режимом грунтов оснований. В связи с этим ОАО НПП «Эталон» разработало систему мониторинга температур протяженных объектов.

Разработанная система мониторинга температур протяженных объектов предназначена для полевого определения температуры грунтов согласно ГОСТ 25358–82, когда требуется получить данные о температуре мерзлых, промерзающих и протаивающих грунтов. Система также может использоваться для измерения температур в строительстве, на любых сложных нелинейных объектах, в резервуарах с неагрессивными жидкостями.

Система мониторинга температур протяженных объектов позволяет повысить точность и надежность измерения, упростить существующие системы мониторинга температур, расширить области их применения. Разработчики этой системы предприняли попытку устранить недостатки известных систем мониторинга температур: сложность, высокую стоимость, а также низкую надежность и недостаточную герметичность, которые приводят к отказу устройств в условиях промышленного применения.

Система мониторинга температур протяженных объектов (рис. 1) состоит из многозонного цифрового датчика температуры МЦДТ 0922 (далее — термокоса) и контроллера цифровых датчиков (далее — контроллер).

Термокоса (см. таблицу) предназначена для одновременного измерения температуры в нескольких точках протяженного объекта, которым может являться трубопровод или скважина в различных грунтах. Термокоса содержит последовательно расположенные измерительные преобразователи (далее — датчики температуры), каждый из которых размещен в отдельном защитном металлическом корпусе, и разъем для подключения к контроллеру. Датчики температуры соединены между собой гибким кабелем.



Рис. 1. Термокоса МЦДТ 0922 с контроллером ПКЦД-1/100

В настоящее время разрабатываются и изготавливаются различные варианты термокосы, что свидетельствует о многообразии ее конструкций. Одной из особенностей термокосы, расположенной в вертикальном положении, является наличие устройства для крепления груза на последнем датчике температуры, что обеспечивает выпрямление термокосы, или наличие армирующего элемента для длинных термокос. В качестве армирующего элемента может использоваться трос.

Контроллер предназначен для считывания результатов измерения температуры с термокос. ОАО НПП «Эталон» выпускает портативные и стационарные контроллеры.

Портативный контроллер цифровых датчиков (далее — ПКЦД) в зависимости от количества одновременно подключенных датчиков температуры и длины линии связи выпускается

в двух исполнениях: ПКЦД-1/16 и ПКЦД-1/100.

ПКЦД представляет собой устройство, способное считывать, отображать, записывать и сохранять информацию во внутреннюю память. Устройство обеспечивает индикацию температуры объекта с разрешением 0,06°C на жидкокристаллическом индикаторе с подсветкой, а также связь с IBM-совместимым компьютером. Просмотр содержимого в энергонезависимой памяти можно осуществить как на индикаторе контроллера, так и на компьютере в виде таблицы или графика. При подключении к компьютеру можно получить графики температуры в режиме реального времени. Для оформления отчетов возможен экспорт данных в Excel.

Контроллер ПКЦД-1/16 может работать с сетями длиной до 25 м, объединяющими до 16-ти датчиков, и считывать результаты измерения в интервале от 3 до 60 с. Прибор может идентифицировать каждый цифровой датчик и расстояние до него [5].

В отличие от ПКЦД-1/16, контроллер ПКЦД-1/100 позволяет устойчиво считывать измерения с датчиков на расстоянии 100 метров и более, а также поддерживает от 1 до 100 датчиков в сети с интервалом опроса от 3 с до 10 мин. Связь с компьютером можно осуществлять через COM-порт и посредством USB. При подключении к USB контроллер может работать без элемента питания [5].

Стационарный контроллер цифровых датчиков температуры (СКЦД) используется для объединения термокос в общую сеть с помощью интерфейса RS-485 и передачи данных о температуре с каждой термокосы на компьютер посредством протокола Modbus.

Система мониторинга температур осуществляется в автоматическом режиме измерение температуры протяженных объектов на разных глубинах с определенным шагом при помощи погруженных в них термокос, а также с помо-

**Метрологические и технические характеристики термокосы МЦДТ 0922**

Параметр	Значение
Рабочий диапазон измеряемых температур, °C	от -50 до 100
Пределы абсолютной погрешности в рабочем диапазоне измеряемых температур, °C	
-50...-30 (включительно), °C	$\pm(0,1+0,014( t -30))$
-30...30 (включительно), °C	$\pm 0,1$
30...100 (включительно), °C	$\pm(0,1+0,014( t -30))$
Количество измерительных преобразователей	3-250
Общая длина, м	0,5-120
Степень защиты от воздействия пыли и воды согласно ГОСТ 14254-96	IP56

$|t|$  — абсолютное значение температуры, °C (без учета знака).

щью контроллера анализирует распределение температур вдоль объекта с целью выявления аварийных для объекта ситуаций.

Датчики температуры производят замеры температуры, переводят аналоговый сигнал в цифровой и с помощью интерфейса передают результаты измерений в контроллер. С помощью контроллера осуществляется питание термокос, а с помощью портативного контроллера — идентификация индивидуального обозначения (номер каждого датчика температуры или расстояние до него).

Отметим преимущества описываемой системы мониторинга температур протяженных объектов:

- все датчики температуры подключаются параллельно к одному кабелю, таким образом, подводить индивидуальный кабель к каждому датчику температуры не требуется;
- в состав системы мониторинга температур протяженных объектов входит программное обеспечение для оценки и сбора информации;
- описываемая система мониторинга температур протяженных объектов компактнее и проще известных систем;
- для создания системы мониторинга температур протяженных объектов требуется только стандартное сетевое оборудование.

В настоящее время на опытном полигоне ООО НПО «Фундаментстройаркос» (г. Тюмень) ведутся работы по оценке эффективности работы термостабилизаторов. Для мониторинга тем-

пературы грунта вместе с термостабилизатором размещена термокоса МЦДТ 0922 длиной 100 м. Результаты измерения температуры в ноябре 2010 г., полученные с помощью одной термокосы и ПКЦД-1/100, приведены на рис. 2. Данный график представляет собой распределение температуры грунта по глубине во времени.

В настоящее время ОАО НПП «Эталон» занимается разработкой системы мониторинга температур, позволяющей объединять термокосы и контроллеры в общую сеть и передавать данные непосредственно на компьютер через интернет в любую точку мира. Такая система будет содержать термокосы, средство для сбора данных, поступающих от протяженного объекта, средство для передачи данных, компьютер, расположенный дистанционно относительно протяженного объекта и предназначенный для сбора и оценки информации. Средство для сбора данных будет выполнено в виде контроллера датчиков температуры, выполняющего те же функции, что и СКЦД, а также будет напрямую поддерживать среду Ethernet и Internet. Средство для передачи данных будет выполнено в виде сетевого концентратора и приемо-передающего устройства.

Каждый контроллер будет подключаться по сети Ethernet к сетевому концентратору, который с помощью сетевого кабеля объединит контроллеры датчиков температуры в единую сеть и, таким образом, сделает возможным передачу данных в сеть Internet. В том случае, если

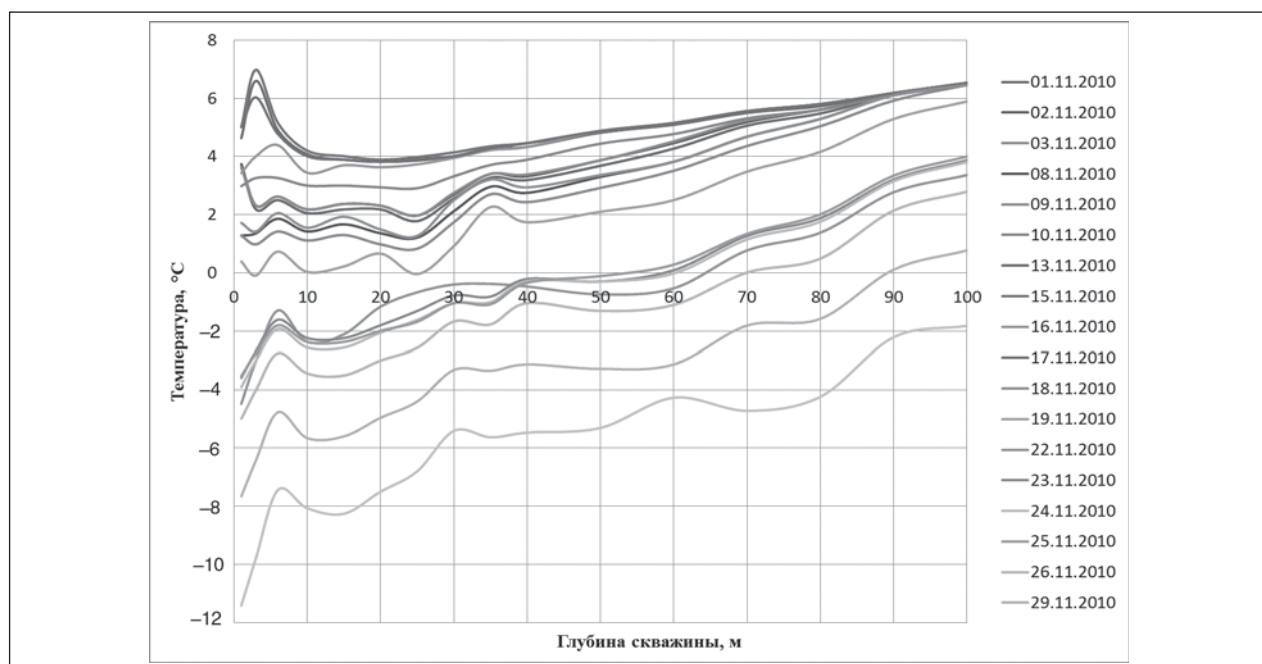


Рис. 2. Зависимость температуры грунта от глубины скважины



проведение кабеля затруднено, предусмотрена передача данных от сетевого концентратора с помощью приемо-передающего устройства, которое обеспечивает беспроводную точку доступа в сеть Internet и позволяет передавать данные

на расстояние. Беспроводная точка доступа может быть реализована несколькими способами, например, с помощью сетевых операторов, стандартных беспроводных интерфейсов или спутниковой связи.

### Литература

1. Попов А. П., Милованов В. И., Жмулин В. В. и др. К вопросу о типовых технических решениях по основаниям и фундаментам для криолитозоны // Инженерная геология. — 2008. — Сентябрь. — С. 22–38.
2. Корниенко С. Г. Изучение и мониторинг мерзлых грунтов с использованием данных космической съемки // В кн.: Материалы 11-й Всероссийской научно-практической конференции «Геоинформатика в нефтегазовой отрасли».
3. Минкин М. Строительство нефтегазовых объектов на Севере // Материалы семинара «Вопросы проектирования фундаментов на особых грунтах. Новые геотехнические конструкции и методы их расчетов», 2010.
4. Павлов А. В., Малкова Г. В. Мелкомасштабное картографирование трендов современных изменений температуры грунтов на севере России // Криосфера Земли. — 2009. — Т. XIII. — № 4. — С. 32–39.
5. Неделько А. Ю. Контроллеры цифровых датчиков температуры // Промышленные АСУ и контроллеры. — 2010. — № 8. — С. 36–38.

E. V. Amosova, D. Yu. Kropachev, and D. S. Pazderin

#### Temperature Monitoring System for Extended Objects in Permanently Frozen Soil

*To provide safety of oil and gas complex objects operation and to construct facilities in northern area of Russia it was proposed to conduct temperature monitoring of objects in order to determine and eliminate emergency areas at permanently frozen soil regions.*

**Keywords:** cryolithic zone, secular changes, monitoring, ground temperature, trend, thermistor chain, controller, system.

---

## 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.**

## Новые методы измерения физических величин в условиях производства

А. Ю. Неделько  
ОАО НПП «Эталон»

*В статье рассматриваются новые методы измерения температуры, влажности, давления, потока излучения, способы передачи измеряемых величин и результатов измерений. Описаны приборы, работающие с цифровыми датчиками.*

**Ключевые слова:** цифровой датчик, пирометр, оптоволоконно, давление, влажность, температура.

Для измерения физических величин используют множество методов. Некоторые из них получили широкое распространение, другие применяются только в лабораториях. На производстве новые методы и средства измерений зачастую внедряются медленно и с недоверием, так как они требуют замены существующего оборудования, переобучения персонала и т. д.

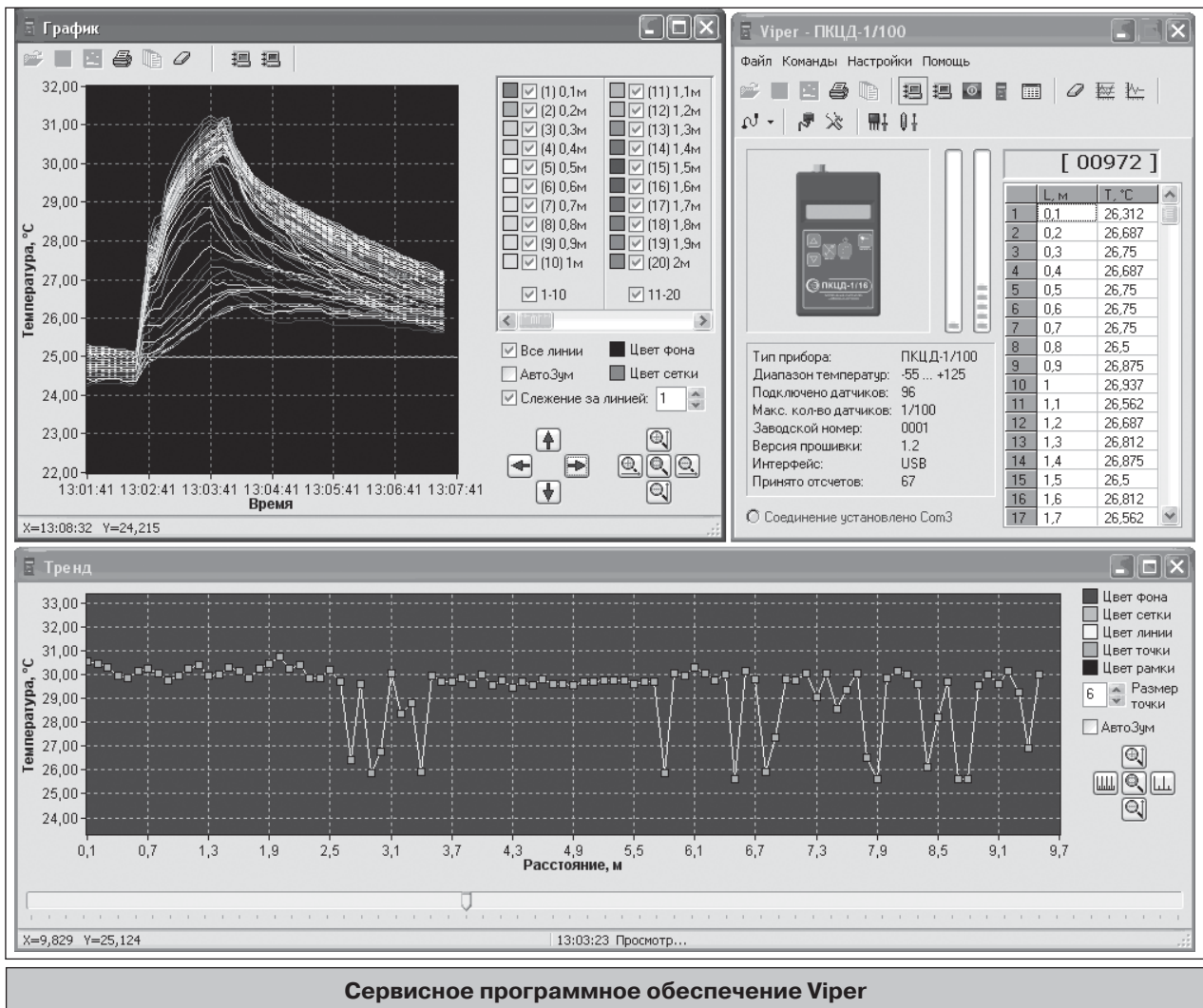
Длительное время ОАО НПП «Эталон» выпускало разнообразные аналоговые датчики температуры и измерительные приборы, осуществляющие преобразование аналоговых сигналов в температуру. Новым направлением стала разработка цифровых датчиков, преобразующих измеряемую величину в цифровой код, который посредством однопроводной линии связи может передаваться к считывающему прибору. Разработанный нами портативный контроллер цифровых датчиков ПКЦД-1/16 может считывать результаты измерений с цифровых датчиков температуры, которые, в свою очередь, могут быть объединены в сеть. Прибор может работать с сетями длиной до 25 м, включающими до 16 датчиков. В результате применения сетевых технологий протягивать соединительные провода к каждому датчику, как в случае с аналоговыми датчиками, не требуется. Описываемый прибор может идентифицировать каждый цифровой датчик, расстояние до него, а также позволяет осуществлять калибровку цифровых датчиков на стандартном оборудовании, используемом для обычных датчиков.

Для проведения измерений прибор ПКЦД-1/16 подключают к трехпроводной линии связи. Прибор подает питание на датчики, сканирует сеть и определяет ее конфигурацию, после чего переходит в режим считывания показаний датчиков. Если линия связи повреждена и считать показания датчиков невозможно, выводится диагностическое сообщение о наиболее вероятной причине сбоя. Вмешательство оператора при этом не требуется. При необходимости показания

прибора заносятся в энергонезависимую память для последующей обработки. При подключении прибора к компьютеру можно построить графики изменения температуры в режиме реального времени (см. рисунок) и вывести ранее сохраненные результаты в виде таблиц.

В случаях, когда термопары работают в жестких условиях, требуется их частая замена. Очевидно, частая замена термопар из металлов платиновой группы требует значительных затрат. Нами был разработан пирометрический преобразователь ПД-5. Для измерений используется стандартный термопарный защитный чехол, но температура внутри него измеряется бесконтактным способом. Тепловое излучение передается через оптоволоконный кабель на измерительный преобразователь, усиливается, оцифровывается и пересчитывается в температуру объекта. Полученное значение температуры прибор может преобразовать в напряжение, соответствующее номинальным статическим характеристикам термоЭДС любой стандартной термопары, либо в унифицированный токовый сигнал. Таким образом, замена действующего контрольно-измерительного оборудования не требуется.

Поскольку передача сигнала к измерителю осуществляется посредством оптоволоконной линии, возможна эксплуатация прибора ПД-5 в жестких условиях — при высокой температуре или при наличии сильных электромагнитных полей. Прибор защищен литым пылевлагозащищенным корпусом с отверстиями для крепления, работоспособен при температуре окружающей среды от  $-30$  до  $50^{\circ}\text{C}$ . Приемник инфракрасного излучения выдерживает температуру окружающей среды до  $200^{\circ}\text{C}$ . Диапазон измеряемых температур составляет  $400$ – $1400^{\circ}\text{C}$ , погрешность измерений —  $0,5\%$ . Поверку прибора можно осуществлять без демонтажа защитной арматуры. Для этого необходимо отсоединить оптическую головку от арматуры и поверить прибор как пирометр.



**Сервисное программное обеспечение Viper**

В настоящее время находится в разработке компактный прибор для измерения параметров окружающей среды. Прибор с помощью цифровых датчиков позволяет измерять температуру воздуха, относительную влажность, точку росы и атмосферное давление. Датчики по запросу микроконтроллера выдают числовое значение измеряемого параметра и отключаются до следующего запроса.

На основе этого прибора возможно создание информационных табло, логов для контроля параметров среды при транспортировке грузов, регистраторов для отслеживания условий хранения товаров на складах, контроля систем конди-

ционирования и вентиляции воздуха. Применение цифровых датчиков позволяет уменьшить число электронных компонентов на печатной плате, повысить помехозащищенность, снизить энергопотребление, и, в конечном итоге, удешевить разработку и эксплуатацию приборов.

В заключение отметим, что рассмотренные выше методы измерения физических величин уже достаточно широко применяются. Информацию в цифровом виде можно получать от датчиков влажности, давления, силы, температуры и др. Предстоящая задача заключается во внедрении в промышленность новых методов измерения.

A. Yu. Nedelko

**A Novel Technique for Measuring Physical Quantities under Industrial Processes Conditions**

*The new methods of measurement temperature, humidity, pressure, flux of radiation, and data transfer are considered. Digitizer sensors operated devices are described.*

**Keywords:** digitizer, pyrometer, optical fiber, pressure, humidity, temperature.

## Оценка надежности газотурбинного оборудования компрессорных станций газопроводов

Э. А. Микаэлян  
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

*Описаны виды и причины неустойчивой работы газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, мероприятия по поддержанию их технического состояния. Рассмотрен опыт эксплуатации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов на протяжении ряда лет. Приведен анализ причин неполадок, направленный на разработку мероприятий по совершенствованию конструкций, улучшению эксплуатационных показателей и обеспечению надежности оборудования компрессорных станций. Описана процедура составления дефектных ведомостей на капитальный ремонт газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Представлена программа диагностики и капитального ремонта газотранспортных систем, совершенствования ремонтно-технического обслуживания оборудования компрессорных станций с газотурбинным приводом. Проанализированы причины происшествий и аварий на газотранспортных предприятиях.*

**Ключевые слова:** надежность и безопасность газотурбинного оборудования компрессорных станций, техническая эксплуатация, неустойчивая работа газоперекачивающего агрегата, надзорная деятельность, газотранспортные системы.

При декларации опасных производственных объектов следует учитывать условия и закономерности возникновения аварийных ситуаций. Для локализации и предотвращения аварийных ситуаций на компрессорных станциях (КС), используемых для перекачивания опасных газов, и установления обязанностей машинистов при возникновении аварийных ситуаций необходимо знание особенностей технологических процессов. В процессе эксплуатации могут возникнуть условия, вызывающие нестабильную, неустойчивую работу агрегатов. Основными причинами неустойчивой работы газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГГПА) КС являются: предельные зоны рабочих характеристик агрегата, образование автоколебания в проточной части (флаттер), превышение допустимых значений механических параметров:

- в соединениях между подвижными и неподвижными частями в узлах агрегата: подшипниках, уплотнениях и т. д.;
- виброхарактеристик;
- характеристик неуравновешенности;
- отношения критической частоты вращения к рабочей частоте вращения роторов агрегата.

Важнейшая задача в сфере обслуживания и ремонта оборудования — выявление и разработка алгоритма устранения причин неустойчивой работы. Только отработав последовательность выполнения операций по устранению причин

опасной работы можно предотвратить возникновение предаварийной ситуации.

Состояние и совершенствование ГГПА на КС приводится по литературным данным\*. Газотурбинный парк отрасли включает более 30 типов газотурбинных установок (ГТУ), произведенных в разные годы; их единичная мощность составляет 2,5–25 МВт (средняя — 11,8 МВт), номинальный КПД — 23–36% (в среднем 28,4%). Типоразмерная структура газотурбинного парка включает газоперекачивающие агрегаты (ГПА) следующей единичной мощности (МВт): до 8 (13,3%); 10–12 (33,8%); 16–18 (39,3%); 25 (13,6%).

Значительная доля газотурбинного парка физически и морально устарела, что сказывается на его функциональных способностях: мощность ниже номинальной на 10–20%, расход топлива на 20–35% выше уровня современных образцов; устаревшие системы не позволяют внедрить дистанционное управление; затраты на ремонт достигают 5–10% от стоимости ГПА; около 25% КС являются «неблагополучными» по показателям эмиссии оксидов азота и шума.

Для преодоления этих негативных тенденций за последние годы выполнен большой комплекс работ, направленных на поддержание и совершенствование компрессорного парка:

- на базе предприятий ВПК созданы новые центры производства газоперекачивающей техники нового поколения, всего внедрено 15 типоразмеров ГПА, формирующих технологи-

\* Микаэлян Э. А. Повышение качества, обеспечение надежности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности. / Под ред. Г. Д. Маргулова. — М.: Топливо и энергетика, 2001. — 640 с.

ческий ряд мощностей 2,5–6,3 (8); 10 (12); 16–25 МВт, а также параметрический ряд модификаций газовых центробежных компрессоров (нагнетателей);

- разработаны и выполнены многочисленные пилотные проекты реконструкции и модернизации ГПА;

- проблема сокращения выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания решается путем модернизации эксплуатируемых ГТУ (в период 1992–2000 гг. выбросы  $\text{NO}_x$  на КС уменьшены на 160 тыс. т/год, или в 1,8 раза) и создания малоэмиссионных ГТУ с поэтапным улучшением этого показателя — 150 мг/м<sup>3</sup> (2000 г.), 80–100 мг/м<sup>3</sup> (2005 г.), 50 мг/м<sup>3</sup> (2010 г.);

- программа энергосбережения базируется на создании и внедрении отечественных регенераторов трубчатого типа (130 комплектов для агрегатов ГТК-10) и переводе на регенеративный цикл импортных ГТУ (132 комплекта), что обеспечивает экономию свыше 1 млрд. м<sup>3</sup> топливного газа;

- научно-технические достижения отечественного компрессоростроения обеспечивают возможность проектирования аэродинамически совершенных сменных проточных частей газовых компрессоров и их производство в трех центрах (г. Санкт-Петербург, Казань, Пермь).

Для оснащения дожимных компрессорных станций, подземных хранилищ газа и проектируемых магистральных газопроводов разработаны технологические модификации ГПА с давлением до 20 МПа и степенью сжатия до 2,5. На базе высоких технологий (магнитный подвес роторов и безмасляные газодинамические уплотнения) разработаны и находятся в опытно-промышленной эксплуатации «сухие» газовые уплотнения центробежных компрессоров (ЦК), внедряются агрегатные системы автоматизированного управления мирового уровня для всех типов ГПА.

Анализ статистики выхода из строя ГПА, основных и вспомогательных систем свидетельствует о том, что основной причиной неполадок, обуславливающих вынужденные аварийные остановы и низкий коэффициент использования оборудования, является технический уровень основного газотранспортного оборудования — ГПА.

Опыт эксплуатации оборудования и статистика повреждений позволяют проанализировать причины неполадок с целью разработки мероприятий по совершенствованию конструкций, улучшению эксплуатационных показателей и обеспечению надежности оборудования. Так,

по данным об эксплуатации большой группы зарубежных ГПА на протяжении десяти лет установлено, что повреждения агрегатов, связанные с вынужденными остановами и простоями по причине дефектов самого оборудования, включающие ошибки проектирования, дефекты изготовления, сборки, монтажа и материалов, достигают 73%, из них ошибки проектирования составляют 45%. На долю остальных неполадок приходится незначительная часть — дефекты эксплуатации составляют 10,5%, из которых 3,5% — дефекты по причине ошибок управления и 7% — по причине ошибок при техническом обслуживании. Кроме того, имели место прочие воздействия, приводящие к неполадкам во время эксплуатации (16%).

Приведенные данные об эксплуатации зарубежных ГПА свидетельствуют о необходимости повышения требований к проектированию и изготовлению современных ГПА с целью повышения их качества и обеспечения надежности. Необходимо дополнить Технические условия (ТУ) на изготовление подобного оборудования новыми требованиями. Для этого необходимо проанализировать ТУ эксплуатируемых агрегатов, особенности их конструкций и эксплуатационные показатели.

Анализ ТУ на изготовление ГПА свидетельствует о несоответствии ТУ специфическим требованиям к оборудованию, диктуемым реальными условиями эксплуатации.

Опыт эксплуатации оборудования показывает, что поломки, вынужденных аварийных остановов и выхода из строя избежать невозможно. Это обстоятельство приводит к превышению объема ремонтных работ на КС магистральных газопроводов установленного регламентом на основании ТУ заводов-изготовителей газотранспортного оборудования. Это приводит к чрезмерному резерву ГПА на КС.

В России широко развита сеть трубопроводного транспорта углеводородного сырья. Основным видом газотранспортного оборудования является ГПА, на долю которых приходится до 86% всех ГПА отрасли; электроприводные ГПА составляют порядка 14%, поршневые ГПА — 1%. В перспективе доля ГПА увеличится в основном благодаря постепенному снижению доли электроприводных ГПА до 10%. Парк ГПА насчитывает более 20 типов агрегатов единичной мощности от 2,5 до 25 МВт, значительная доля газотурбинного парка морально и физически устарела: 7,7% агрегатов имеют наработку более 100 тыс. ч, 45% — примерно 50–100 тыс. ч. Число предприятий, занимающихся сбором и транспор-

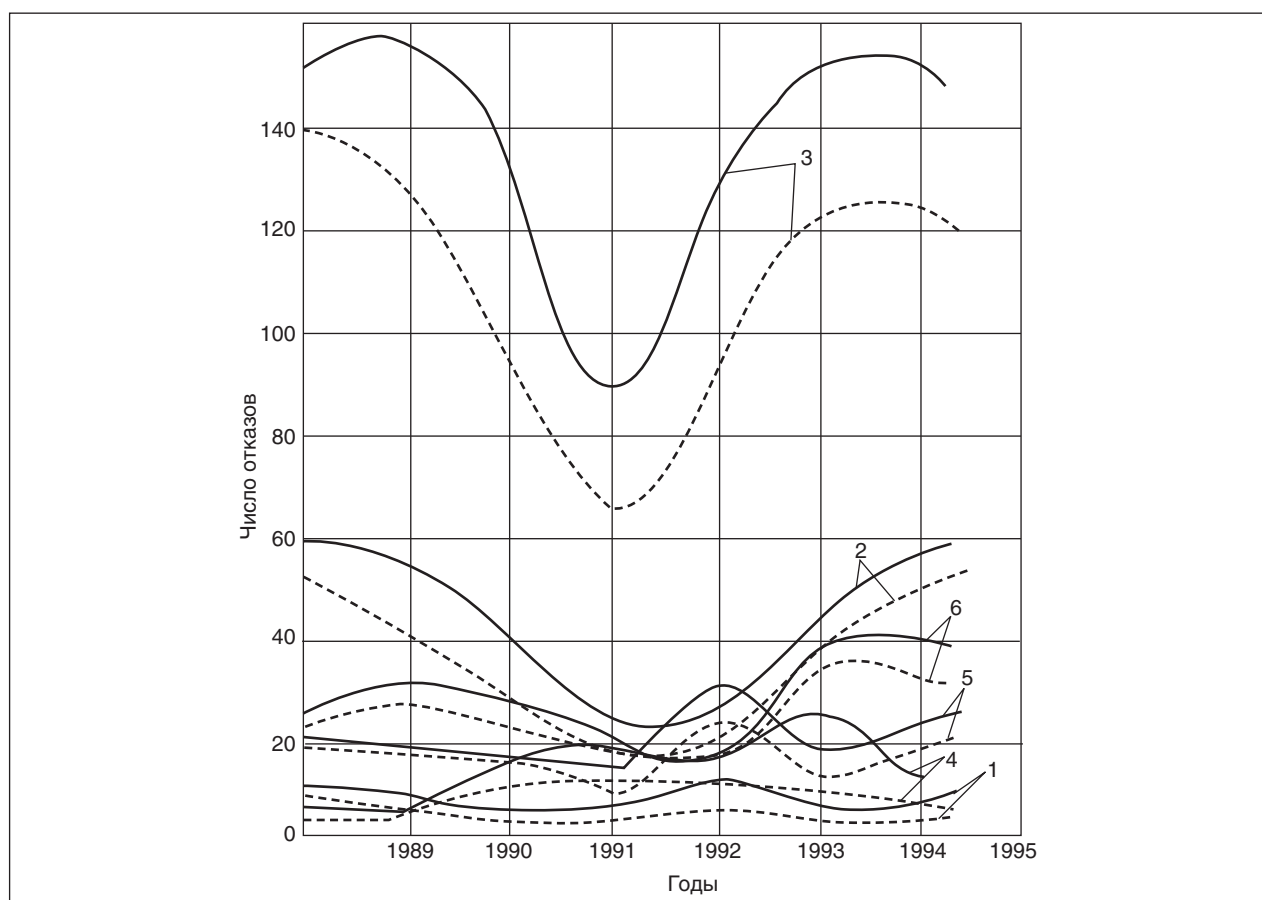


Рис. 1. Динамика вынужденных (сплошные линии) и аварийных (штриховые линии) отказов по данным эксплуатации ГГПА разных типов: 1 — ГТ-750-6 (35 штук); 2 — «Солар» (10 штук); 3 — ГПА-Ц-6,3 (95 штук); 4 — ГТ-6-750 (10 штук); 5 — GTK-25И (12 штук); 6 — всего парка из 210 агрегатов разных типов

тировкой газа по магистральным газопроводам, достигает 20. Среднее количество ГГПА на одном предприятии — порядка 200, хотя на отдельных предприятиях их число может быть выше, а на некоторых достигает 1000.

Далее приводится анализ вынужденных аварийных отказов, остановов и других показателей надежности и безопасности газотранспортного оборудования на примере одного предприятия с числом ГГПА порядка 200.

Анализ данных о работе ГГПА на протяжении ряда лет позволяет определить характеристики надежности и проследить интенсивность отказов, характеризующую уровень безопасности оборудования. Данные о количестве вынужденных, аварийных отказов и простоев нескольких групп ГГПА и всего парка приведены на рис. 1 и 2. В среднем на каждый работающий агрегат приходится 2–3 вынужденных останова в течение года. Число аварийных остановов на 12–25% ниже. Некоторое снижение числа вынужденных аварийных отказов в 1991 г. можно объяснить ре-

конструкцией и модернизацией парка агрегатов, а также снижением объема транспортируемого газа на ряде предприятий и в целом по отрасли с последующей стабилизацией этого показателя. Для большой группы обследованных агрегатов (до 100 штук) типа ГПА-Ц-6,3 число вынужденных и аварийных отказов колеблется соответственно от 10 до 60 и от 15 до 50. Для группы (12 штук) агрегатов типа ГТ-6-750 за период 1988–1995 гг. число вынужденных остановов в год не превышало 10, а аварийных — 8.

Многokратное (в 10–30 раз) превышение времени вынужденных аварийных простоев относительно плановых на протяжении 7 лет наблюдается у агрегатов типа ГПА-Ц-6,3. Такие значительные внеплановые простои приводят к резкому снижению среднего количества работающих агрегатов за отчетный период. Так, из 95 установленных агрегатов типа ГПА-Ц-6,3 по проекту на КС планировалось эксплуатировать до 65 агрегатов, фактически же число работающих агрегатов не достигало 15 в течение каждого

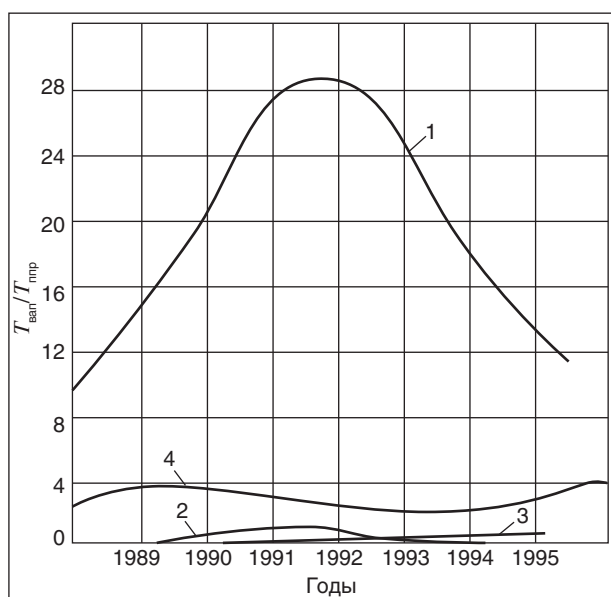


Рис. 2. Динамика отношения продолжительности вынужденных аварийных простоев ( $T_{авар}$ ) к продолжительности планово-предупредительных ремонтов ( $T_{ппр}$ ) ГГПА разных типов по данным эксплуатации: 1 — ГПА-Ц-6,3; 2 — ГТ-6-750; 3 — ГТК-25И; 4 — всего парка из 210 агрегатов разных типов

отчетного года на протяжении 7 лет. У агрегатов типа ГТ-6-750 и ГТК-25И аварийные внеплановые простои на протяжении всего рассматриваемого периода не превышали время, отводимое на планово-предупредительные работы (ППР). У агрегатов типа ГТК-10, ГТ-750-6, ГПА-Ц-16 продолжительность вынужденных аварийных простоев была незначительна.

Из анализа данных о работе ГПА за длительный период следует, что показатели надежности, особенно отдельных групп агрегатов, находятся на невысоком уровне. Так, в 1994 г. из 148 аварийных остановов 50 работающих агрегатов, 55 аварий приходились на агрегаты типа ГПА-Ц-6,3. Если в среднем по всем работающим агрегатам газотранспортных предприятий наработка на отказ достигала 3000 ч, то на отдельных КС этот показатель был значительно занижен относительно требований ТУ. Так, по ГТК-25И наработка на отказ составила 1549 ч, по ГПА-Ц-6,3 — 628 ч, а по агрегатам «Солар» — 983 ч.

Основными причинами низкой наработки ГПА на КС стали отказы в системе гидравлического масла агрегатов и ложное срабатывание защит ГТК-25И на КС, отказы, связанные с вибрацией нагнетателей агрегатов «Солар» и ГПА-Ц-6,3, недостаточной надежностью системы электроснабжения агрегатов.

Кроме того, были зафиксированы отказы, связанные с нарушением технологического режима газотранспортного оборудования, с неисправностью станционных систем, систем обеспечения агрегатов газом, с разрушением узлов и деталей центробежного нагнетателя и турбокомпрессора. Отмечались частые отключения электроэнергии, неисправности станционного электрооборудования. Причинами длительного простоя и низкой наработки агрегатов на КС являются также повторные вскрытия агрегатов, длительные сроки нахождения агрегатов в ремонте из-за отсутствия контроля за проведением ремонта со стороны должностных лиц, низкой квалификации ремонтного персонала и часто из-за отсутствия запчастей.

Согласно регламенту «ЦНИИСГазпром» и прејскуранту на ремонт ГГПА и вспомогательного оборудования, нормы затрат на все виды работ регламентированы в соответствии с ТУ. Анализ затрат на проведение ремонтных работ показывает, что фактические затраты на выполнение специальных ремонтных работ значительно превышают нормативные. Работы по капитальному ремонту ГГПА составляют в среднем 200% от типовых ремонтных работ. Фактическая продолжительность ремонтных работ значительно превышает нормативную, что следует из отчетов о работе ГГПА.

Дефектная ведомость на проведение ремонтных работ составляется в начале отчетного года на основании утвержденного графика ППР. При этом согласно регламенту на проведение предстоящих ремонтных работ предусматривается требуемое количество запчастей. В ходе эксплуатации оборудования дефектная ведомость уточняется и дополняется на основании журнала дефектов, который ведет сменный персонал, а также результатов дефектоскопии, проводимой специализированной диагностической службой. Окончательная дефектная ведомость уточняется ремонтным персоналом после вскрытия оборудования.

Регламентные ремонтные работы проводятся на основании технических условий завода-изготовителя. В ходе эксплуатации на основании ЦНИИС «Газпром» составляются сметы на выполнение ремонтных работ, согласно которым, в частности, для всех ГПА предусматривается превышение регламентных работ в 2 раза. Это заключение делается на основании «фотографий» рабочего времени.

Фактический объем ремонтных работ ( $V_{ф}$ ) может быть увеличен на основании дефектной ведомости сменного персонала компрессорной

станции ( $V_{см.пер}$ ) и результатов дефектоскопии, проводимых инженерами по диагностике ( $V_{диаг}$ ). Окончательный объем ремонтных работ может быть увеличен бригадиром по ремонту после вскрытия оборудования ( $V_{бр.рем}$ ). Таким образом, фактический объем ремонтных работ составит:

$$V_{ф} = V_{рег} + V_{спец} + V_{см.пер} + V_{диаг} + V_{бр.рем} \quad (1)$$

где  $V_{рег}$  — объем регламентных ремонтных работ;  $V_{спец}$  — объем специальных ремонтных работ.

В том случае, если объем фактических ремонтных работ превысит объем регламентных и специальных работ на 15–20%, оборудование не рационально использовать для дальнейшей эксплуатации.

Из уравнения (1) следует условие рациональной эксплуатации оборудования:

$$V_{ф} - (V_{рег} + V_{спец}) < (15...20)\% \quad (2)$$

Самую глубокую диагностику проводит ремонтный персонал. Это объясняется тем, что дефектная ведомость по ремонту закрывается после вскрытия оборудования. При этом ответственный за ремонт может дополнительно внести в дефектную ведомость работы по устранению выявленных дефектов.

Показатели надежности ГПА к началу 2000-х гг. начали улучшаться, о чем свидетельствуют результаты анализа режимов работы большой группы агрегатов за этот период. В табл. 1 приведено распределение группы из 200 ГПА по следующим типам приводов: авиационным (АГПА), импортным стационарным (ИГПА), отечественным стационарным (СГПА) относительно общего количества ГПА, а также процентное отношение работающих ГПА каждого типа к общему числу ГПА ( $\Pi_p/\Pi_{уст}$ ) данного типа.

Видно, что наибольшая продолжительность нахождения в работе в течение календарного периода (почти половина календарного периода) за все годы была характерна для ИГПА. У СГПА к концу рассматриваемого периода этот показатель увеличился с 17,4 до 25%. У АГПА этот показатель почти стабильно находился на уровне 22%. Данные табл. 1 свидетельствуют о большом резерве ГПА, в особенности АГПА: из каждых пяти установленных АГПА в течение почти всего календарного периода работал один агрегат.

Такой большой резерв установленных на КС ГПА может обеспечить высокую надежность газотранспортной системы, но при этом заметно снизится рентабельность производства. Надежность обеспечивается не только объемом резервирования, но и показателями безотказности, долговечности, работоспособности и ремонтпригодности оборудования.

В табл. 2 приведены значения наработки ГПА на отказ ( $T_o$ ), продолжительность вынужденных, аварийных остановов (ВО), вынужденных простоев (ВП) и отношение продолжительности ВП к продолжительности регламентированного технического обслуживания ( $T_{вп}/T_{тор}$ ).

Видно, что наибольшее количество вынужденных аварийных остановов за три года приходилось на АГПА, причем к 2000 г. оно достигло почти половины общего количества ВО. Число ВП АГПА еще более значительно по сравнению с ИГПА и СГПА. За три года оно было снижено лишь с 94 до 74% относительно общего числа часов ВП. Отношение  $T_{вп}/T_{тор}$  в исследуемый период для АГПА также на порядок превышало этот показатель для агрегатов других типов. В табл. 3 приведены данные о различных причинах ВО (%).

Табл. 1. Структура ГПА с различным типом привода

Типы ГПА	Отношение числа работающих ГПА к числу установленных ГПА данного типа, %, в период			
	1995 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
АГПА	49,8/22	49,1/21,8	48,9/21,8	50,3/22,26
ИГПА	10,5/55	12,5/43,3	16,8/43,3	17,1/41,8
СГПА	39,7/17,4	38,4/16,6	34,2/25,0	32,6/24,7
Всего	209 штук	216 штук	184 штуки	181 штука

Табл. 2. Показатели надежности ГПА

Год	$T_o$				ВО				ВП				$T_{вп}/T_{тор}$			
	АГПА	ИГПА	СГПА	Среднее	АГПА	ИГПА	СГПА	Итого	АГПА	ИГПА	СГПА	Итого	АГПА	ИГПА	СГПА	Среднее
1998	4407	2275	4629	3629	39	39	22	100	94	5,2	0,8	100	494	34	3,2	16
1999	6819	4705	4780	5419	33	31	36	100	79	13	8	100	99,4	39	10,5	53
2000	4030	4934	5141	4558	48	25	27	100	74	24	2	100	43,4	41	1,1	26



Табл. 3. Причины вынужденных остановов ГПА различных типов

Годы	Разрушения узлов и деталей	По причине энергоснабжения	Отказ КИП и А	Отказы в системе регулирования и смазки	Отказы по общестанционным системам	Нарушение правил технической эксплуатации	Итого
1998	25,6	16,7	37,8	10	9,4	0,5	180 штук
1999	24,8	21,7	36,4	7,8	7,7	1,6	129 штук
2000	39,3	17,8	28,6	8,6	3,6	2,1	140 штук

Наибольшее количество ВО происходит по причине разрушения узлов и деталей и по причине отказа КИП и А. В первом случае отмечается тенденция к увеличению числа остановов. По причине отказа КИП и А наблюдается снижение ВО на 10%. ВО по причине энергоснабжения составляли пятую часть от общего числа ВО. Остановы по другим причинам составляли незначительную часть.

Таким образом, в рассматриваемый период отмечается низкая надежность механических систем самого агрегата, систем КИП и А и энергоснабжения. На долю этих систем приходится более 86% всех ВО за каждый год. Причем на долю АГПА приходится почти половина всех ВО к концу рассматриваемого периода. При этом следует отметить, что согласно ГОСТ 27.003, ГОСТ 27.201 и ГОСТ 27-503 коэффициенты готовности и технического использования для энерготехнологического оборудования должны быть равны соответственно 0,97 и 0,95.

При разработке энерготехнологического оборудования систем магистрального транспорта газа, отвечающего специфичным условиям газотранспортных предприятий, расположенных в основном в регионах с неразвитой инфраструктурой, что осложняет эксплуатацию и обслуживание, необходимо дополнить ТУ на изготовление ГПА требованиями, отражающими условия эксплуатации оборудования.

**Уровень технической безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.** В ОАО «Газпром» к началу XXI века была создана мощная многониточная газотранспортная система протяженностью 151,8 тыс. км. На промыслах, магистральных газопроводах и подземных хранилищах эксплуатируются более 250 компрессорных станций, включающих более 700 компрессорных цехов с числом ГПА более 4000 при их общей установленной мощности 42,6 млн. кВт.

Наличие межсистемных переемычек и резервных мощностей газопроводов позволяет Единой системе газоснабжения противостоять обычным отказам. Это подтвердили результаты «Независимого обследования российской газотранспортной сети», организованного Европейским банком реконструкции и развития.

Несмотря на присущие Единой системе газоснабжения целостность и надежность, в отрасли ежегодно проводятся работы, направленные на повышение уровня технической безопасности и определение участков повышенного риска, с целью применения мер по снижению вероятности возникновения нештатных ситуаций.

Для повышения надежности и технической безопасности магистральных газопроводов в ОАО «Газпром» реализуются программы диагностики, капитального ремонта газопроводов и подводных переходов, планово-предупредительных ремонтов, реконструкции газораспределительных станций, совершенствования и ремонтно-технического обслуживания основного и вспомогательного оборудования КС с газотурбинным приводом. Особое внимание уделяется диагностике газопроводов, которая является мощным инструментом для внедрения выборочного метода ремонта газопроводов, что особенно важно в современных условиях дефицита финансовых и материальных ресурсов.

Значительное влияние на показатели работы отрасли, ее надежность и безопасность оказывает своевременная и полномасштабная реконструкция газотранспортных систем. После реконструкции объекты транспорта и хранения газа планируется вывести на уровень перспективных требований по показателям планируемых расходов газа, технической и экологической безопасности и энергоемкости транспортировки газа.

По программе реконструкции газотранспортных систем примерно 40% от общего объема работ (в основном после 2000 г.) приходится на переизоляцию газопроводов, покрытых пленочной изоляцией. Реконструкция линейной части будет выполняться по результатам технической диагностики. Это обеспечит замену дефектных участков выборочным методом и экономию значительных средств. Работы по реконструкции газотранспортных систем продолжаются в соответствии со Стратегической программой развития ОАО «Газпром».

Вместе с тем, работы в области совершенствования надзорной деятельности недостаточно

Табл. 4. Причины аварий на магистральных газопроводах

Причины аварий	Количество, %
Внешнее воздействие	30,8
Брак при строительстве или ошибки проектирования	27,1
Наружная коррозия и коррозионное растрескивание	24,7
Брак при изготовлении труб и запорной арматуры	11,8
Ошибки персонала и прочие причины	5,7

эффективны. На поднадзорных предприятиях состояние работ по обеспечению безопасной и безаварийной эксплуатации производства не улучшилось. Продолжают оставаться высокими аварийность и травматизм, не снижается количество взрывов и пожаров, не уменьшается число нарушений правил и норм безопасности. В табл. 4 приведены причины аварий на магистральных газопроводах в конце 1990-х гг.

Аварии, как правило, пытаются списать на старение основных фондов, отсутствие надежных средств противоаварийной защиты, невысокий уровень технического обслуживания. Учитывая, что в настоящее время на большей части предприятий эксплуатируется физически и морально устаревшее оборудование, а на его замену нет финансовых средств, особую актуальность имеет оценка его технического состояния с использованием современной приборной техники и методологии. Следует отметить, что существующее диагностическое оборудование и руководящие документы позволяют с достаточной степенью достоверности определить техническое состояние оборудования и устройств.

Ниже приводится статистика по данным министерства транспорта США аварий трубопроводов в период 1988–1998 гг. по отдельным элементам: линейной части, арматуре и фитингам, осевым и радиальным сварным швам агрегатной обвязки и линейной части, перекачивающим агрегатам. На долю линейной части приходится наибольшее количество аварий — до 80%, 68% пожаров, 71% взрывов, 57% пострадавших и 43% погибших. Следует отметить, что неисправности в остальных элементах магистральных трубопроводах (агрегатах, элементах агрегатной обвязки, арматуре, сварных соединениях), в особенности связанные с утечками, происходят реже, но их последствия более опасны. Согласно нормативам США, выделяются семь видов причин аварий по уровню причиненного ущерба в следующем порядке: постороннее воздействие, коррозия, неисправности в трубе, разрыв сварного шва,

ошибки персонала, отказ в работе вспомогательных систем. Свыше половины всех аварий приходится на посторонние воздействия.

Посторонние воздействия бывают непредумышленными и непредумышленными. Последние включают строительство дорог, рытье канав, сельскохозяйственные работы, земляные работы, выравнивание грунта с помощью бульдозера, буровые работы и др. Бывают случаи, когда в процессе эксплуатации при выполнении различных работ случайно был поврежден трубопровод в неизвестном месте. В целом случайные воздействия могут появиться в процессе изготовления, укладки труб или в случае постороннего воздействия, о котором не было сообщено. В результате этого со временем наблюдается неконтролируемое развитие дефекта с последующим разрушением стенки трубопровода.

Предотвращение постороннего воздействия начинается с проектирования трубопровода. Обычно при выборе трассы трубопровода стараются свести к минимуму площадь участка, где ожидается высокий уровень постороннего воздействия. Там, где это невозможно, сводится до минимума протяженность трубопровода на этой территории, обеспечиваются соответствующие защитное покрытие и маркировка.

Компании, эксплуатирующие трубопроводы, выделяют четыре основных источника постороннего воздействия: землевладельцы и арендаторы, коммунальные фирмы, подрядчики и местные власти. Поэтому компании стараются предоставить этим категориям как можно больше информации о расположении трубопроводов в данной местности и транспортируемых по ним продуктах, чтобы можно было принять все необходимые меры безопасности перед началом проведения земляных работ вблизи трубопроводов.

Посторонние воздействия включают небольшое число природных явлений, таких как землетрясения, но, безусловно, большая часть аварий происходит из-за ошибок, допускаемых людьми, когда трубопроводы повреждаются экскаваторами, сельскохозяйственными машинами и т. д. Эти аварии могут приводить к крупным утечкам газа из-за разрывов трубопроводов. На долю таких аварий приходится 49% материального ущерба и 20% потерь транспортируемого продукта.

На ошибки операторов приходится лишь 3% аварий на трубопроводах. Как правило, эти аварии связаны с разрывом сварных швов. На эти аварии приходится 15% пожаров, 6% пострадавших, человеческих жертв не было.

Коррозия, из-за которой произошло 32% аварий, значительно менее опасна. Фактически,

на долю таких аварий приходится около 14% утечек.

Различные проекты по изучению причин аварий часто концентрируют внимание на авариях, возникших из-за повреждений в местах сварки круговых и продольных швов. На этих причинах внимание заостряется по причине того, что такие аварии связаны с относительно высоким материальным ущербом, а также с наличием пострадавших и человеческих жертв.

Хотя в статистические данные об авариях не включена категория «как определена причина», в повествовательной части часто дается описание, как это случилось. Для того чтобы эффективно уменьшить последствия аварии, потери транспортируемого продукта и материальный ущерб, очень важно узнать об аварии как можно раньше. Наибольшие возможности для уменьшения числа аварий заключаются в устранении человеческого фактора. Следующий шаг — улучшение системы контроля трубопровода.

Необходимо организовать службу, осуществляющую надзор на трассе трубопровода, и назначить ее руководителем компетентного специалиста, выполняющего обязанности координатора или инспектора. Такой специалист должен иметь образование и навыки в области эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта, повышения качества, обеспечения надежности, безопасности различного оборудования.

В последнее время стали очень популярными системы «одного звонка», которые позволяют каждому желающему провести земляные работы, позвонив по определенному номеру и сообщив о своих намерениях. Применяются системы двух типов: система для определенной географической зоны, включающая все коммунальные службы или большую часть из них, и система для специфических коммунальных служб, которая предоставляет данные только о территории своего подземного трубопровода. Первая для успешной работы требует больших инвестиций и

кооперации всех коммунальных служб. Последнюю можно организовать намного быстрее и дешевле. Однако ее использование ограничено, поскольку необходимо будет звонить еще нескольким коммунальным службам. Эта система более эффективна, когда объединяется группа операторов с коммунальными службами.

В ряде случаев разрыв газопровода определяются неправильно. Тщательный анализ в этом случае позволяет причинами аварий считать карстовые явления, т. е. по вине проектировщиков и строителей была неправильно выбрана трасса газопровода. Кроме того, что по причине внешних воздействий могли быть спровоцированы карстовые явления (техногенный или природный карст) в зоне трассы газопровода. В этом случае задача соответствующих надзорных органов чрезвычайно усложняется.

Очень важно обеспечить выполнение существующих программ безопасности обслуживания трубопроводов и обновлять справочники. Необходимо маркировать трубопроводы. Из трубопроводов, поврежденных в период обследования, 68% не были маркированы возле места повреждения. Можно предположить, что дополнительные знаки могли бы помочь избежать аварии.

После предупредительных мер наиболее эффективным является непрерывный контроль трубопровода. Раннее предупреждение утечки и определение места ее нахождения позволяет экономить время для безопасного временного останова трубопровода и быстрой доставки ремонтной бригады к месту аварии. Программа усиленного контроля может легко окупиться благодаря уменьшению размеров разливов и повышению общественного доверия вследствие быстрого реагирования.

Необходимо постоянно искать новые пути повышения безопасности при эксплуатации трубопроводов, что будет способствовать защите окружающей среды, а также охране здоровья населения на территориях, прилегающих к трассам трубопроводов.

E. A. Mikaelyan

### **Reliability Assessment of Gas Turbine Equipment at Booster Stations of Pipelines**

*Kinds and reasons of gas turbine gas-compressor units unstable running and measures to maintain their technical state are described.*

*An experience of gas turbine gas-compressor units exploitation over a number of years is considered. Analysis of reasons for defects, aimed at development of measures to design sophistication, improvement of performance criteria and reliability assurance of booster stations equipment is given. A procedure of drafting of repair list on overall gas turbine gas-compressor units repair is described.*

*A program of diagnostics and overall gas pipeline systems repair, repair and maintenance support of booster station equipment with gas turbine drive perfection is presented. Occurrences and emergencies causes at gas pipeline systems are analyzed.*

**Keywords:** reliability and safety of booster stations gas turbine equipment, operation, gas compressor unit unstable running, supervisory activities, gas pipeline systems.

## Автомобилизация и состояние рынка автосервисных услуг

В. С. Шупляков, И. Э. Грибут, А. А. Казаков  
 Российский государственный университет туризма и сервиса

*Представлены данные о состоянии автомобильного рынка. Выявлены проблемы, связанные с расширением парка личного автотранспорта. Рассмотрены варианты повышения эффективности функционирования предприятий автосервиса.*

**Ключевые слова:** рынок автосервисных услуг, уровень автомобилизации, автосервис, рациональное размещение автосервисных предприятий.

После стремительного роста авторынка в 2004–2008 гг., в 2009 г. по причине глобально экономического кризиса объем продаж легковых автомобилей в России снизился на 49,4% по сравнению с предыдущим годом. Но в 2010 г. рынок восстановился и показал прирост в 30% по сравнению с 2009 г. Такое быстрое восстановление рынка в столь сложный период свидетельствует о перспективности развития автомобильной промышленности. Динамика продаж новых автомобилей в России за последние годы представлена на рис. 1.

Начало 2009 г. было наиболее тяжелым для автомобильной отрасли: продажи легковых автомобилей снизились в два раза по сравнению с предыдущим годом, что существенно повлияло на всех участников рынка. Весь 2009 год был исключительно сложным — падение рынка в отдельные месяцы по сравнению с предыдущим годом достигало 60%.

Эксперты связывают возможный рост объема продаж легковых автомобилей в 2010 г. с постепенным выходом страны из кризиса и увеличением доходов населения. С учетом существующих тенденций российский авторынок к 2018 г. может вырасти на 100%.

Необходимо отметить еще одну причину столь быстрого восстановления авторынка. Вступил в силу закон, согласно которому ав-

топроизводитель, «подписавшийся» на режим «промышленной» сборки, берет на себя обязательство по локализации производства, проще говоря — обязуется использовать в своих автомобилях отечественные компоненты, нижняя граница объема использования которых регламентируется законодательно. Именно этот закон вместе с небывалым ростом российского автомобильного рынка подтолкнул ведущих мировых автопроизводителей к организации собственных заводов на территории России. В 2007 и начале 2008 г. редкая неделя обходилась без очередного объявления о планируемом открытии автомобильного завода. Если в 2003 г. было импортировано всего 159 тыс. новых иномарок, а собрано 57 тыс., то к 2008 г. эти показатели увеличились почти в 10 раз.

Возвращению рынка на докризисный уровень способствовали несколько факторов. Правительство России подписало меморандумы о намерениях присоединиться к «промсборке» на новых условиях с шестью автопроизводителями и их альянсами, а также примерно с 200 производителями автокомпонентов. По словам директора департамента Минэкономразвития Дмитрия Левченкова, в рамках соглашений будут созданы новые предприятия, позволяющие собирать до 500 тыс. автомобилей в год, что приведет к увеличению проектной мощности

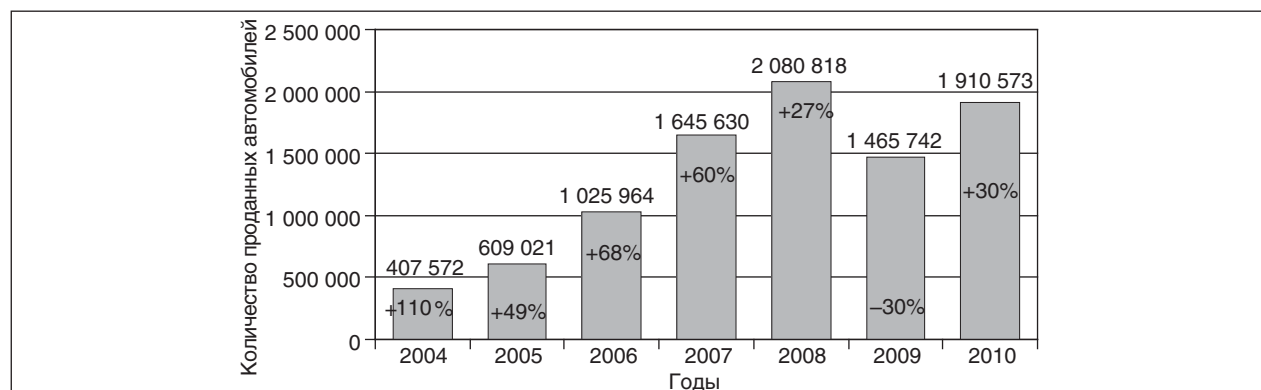


Рис. 1. График продаж новых автомобилей в России



Рис. 2. Диаграмма роста производства и импорта новых автомобилей (цифры на гистограмме соответствуют количеству автомобилей, тыс.)

всех российских автозаводов, работающих на условиях «промсборки», до 2 млн. машин. Альянс «АвтоВАЗ»-Renault-Nissan-«ИжАвто» к 2020 г. планирует выйти на объемы производства более 1,88 млн. машин/год. СП «Ford Sollers» рассчитывает к 2016 г. выпускать 300 тыс. легковых и легких коммерческих автомобилей. Volkswagen и «ГАЗ» с учетом расширения мощностей завода в г. Калуге намерены достигнуть производства в 300 тыс. автомобилей «Volkswagen» и «Skoda» в год. Автоконцерны и их альянсы, согласившиеся на новую «промсборку», получают право импортировать комплектующие с нулевой пошлиной взамен на обязательства выпускать в России не менее 300 тыс. автомобилей в год с локализацией, а также организовать выпуск двигателей, штамповки и открыть научно-исследовательский центр. Очевидно, все это привело к увеличению количества автомобилей импортного производства (рис. 2).

В 2010 г. заметно снизилась стоимость автомобилей, появилась возможность покупать автомобили в кредит. Программа утилизации старых автомобилей, которая, согласно распространенному мнению, помогла удержать в 2009 г. рынки западных стран наплаву, в России начала свою работу в марте 2010 г. Правительство приняло решение оказывать прямую поддержку неустойчивым в финансовом отношении автопроизводителям, поскольку в результате банкротств социальная стабильность в регионах могла оказаться под угрозой. Впервые за всю историю российской автомобильной промышленности по итогам 2010 г. производство иномарок на территории России превысило выпуск отечественных легковых автомобилей.

На заводах иностранных производителей в прошлом году было собрано 627,1 тыс. легковых автомобилей, что составило 52% от общего объема выпуска.

На рис. 3 приведен график роста автомобильного парка России. Можно сделать вывод, что число автомобилей будет непрерывно увеличиваться. Даже несмотря на кризис, количество автомобилей продолжало увеличиваться. Причина непрерывного роста автомобильного парка России заключается в популярности личных автомобилей.

Один из основных показателей уровня автомобилизации — количество автомобилей на 1000 человек. Быстрый рост продаж автомобилей, который наблюдался в прошедшие несколько лет, не прошел бесследно. Уровень обеспеченности россиян автомобилями (на 1 тыс. жителей) увеличился в два раза со 118 машин в 1997 г. до 238 в 2010 г. (рис. 4).

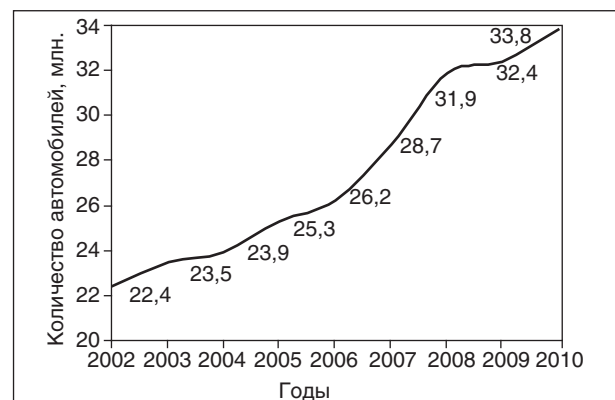


Рис. 3. График роста автомобильного парка России

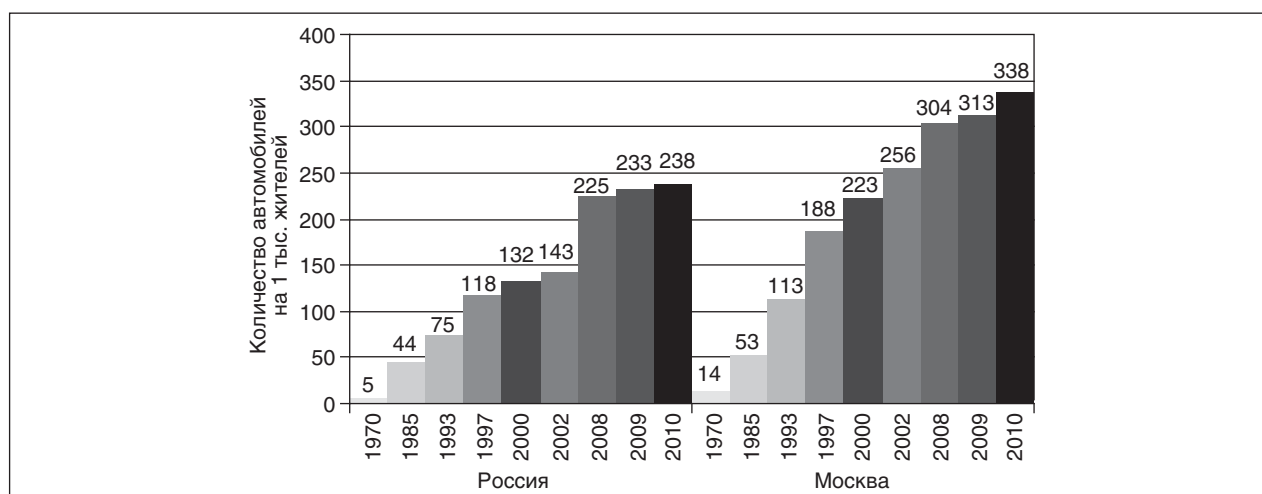


Рис. 4. Диаграмма увеличения уровня автомобилизации

Из вышеизложенного можно сделать прогноз, что на протяжении как минимум нескольких десятилетий автомобильный транспорт будет продолжать развиваться.

Но, к сожалению, резкий рост уровня автомобилизации имеет и ряд существенных недостатков. Во-первых, это увеличение количества дорожно-транспортных происшествий (ДТП). По данным Всемирной организации здравоохранения, каждый год в мире в ДТП погибают 1,2 млн. человек. Даже в благополучной Европе ДТП ежедневно уносят жизни около 350 человек. Это означает, что каждый год в Европе на дорогах гибнут 127 тыс. человек. Россия занимает первое место в мире по количеству ДТП: на 10 тыс. автомобилей — 12 случаев. Ежегодно на территории России в ДТП погибают более 30 тыс. человек. В США ущерб от ДТП составляет более 50 млрд. дол. в год.

Во-вторых, широко известно, что экология напрямую влияет на качество жизни. От экологической обстановки зависят здоровье человека и комфортность его проживания. Транспортно-дорожный комплекс является самым мощным источником загрязнения природной среды. Отработавшие газы двигателей внутреннего сгорания содержат более 200 вредных веществ. На автомобильный комплекс приходится более 60% выбросов вредных веществ. Помимо выбросов в атмосферу, при техническом обслуживании и ремонте автомобилей образуются отходы: отработанные масла, аккумуляторы, тормозные и охлаждающие жидкости, упаковочные материалы, автошины, фильтры, сточные воды от мойки. Когда автомобиль выбрасывается (по данным ГИБДД только в г. Москве ежегодно выбывает из строя до 150 тыс. транспортных средств),

отходом становится он сам. Ущерб, наносимый окружающей среде брошенным автотранспортом, значителен.

Кроме того, автотранспорт является одним из основных источников шума в городах и вносит значительный вклад в тепловое загрязнение окружающей среды.

Анализ современного состояния парка легковых автомобилей показывает, что острота проблемы во многом определяется истощением гарантийного срока их эксплуатации, снижением уровня надежности, обусловленного процессами «старения» систем и агрегатов. Зачастую конструкция большей части автомобилей не соответствует требованиям активной, пассивной и экологической безопасности.

К сожалению, увеличение парка автомобилей происходит и за счет подержанных автомобилей. Если в 2009 г. количество иностранных транспортных средств вторичного рынка превышало количество отечественных автомобилей в 3,3 раза, то в 2010 г. — уже в 4,6 раза. Средний возраст иностранного легкового автомобиля в 2010 г., так же как и в 2009 г., составил 10 лет. Средний возраст отечественного легкового автомобиля немного снизился и составил 9 лет. В марте 2010 г. средний возраст легковых автомобилей в России составлял 12,9 лет (рис. 5). В начале 2009 г. аналогичный показатель немного превышал 12 лет. Структура российского парка автомобилей такова, что 51% машин старше 10 лет, а 23% — старше 20 лет.

Из вышеизложенного следует, что автомобили являются самым социально опасным видом транспорта, поэтому необходимо принимать меры по снижению негативных последствий автомобилизации, и прежде всего поддержи-

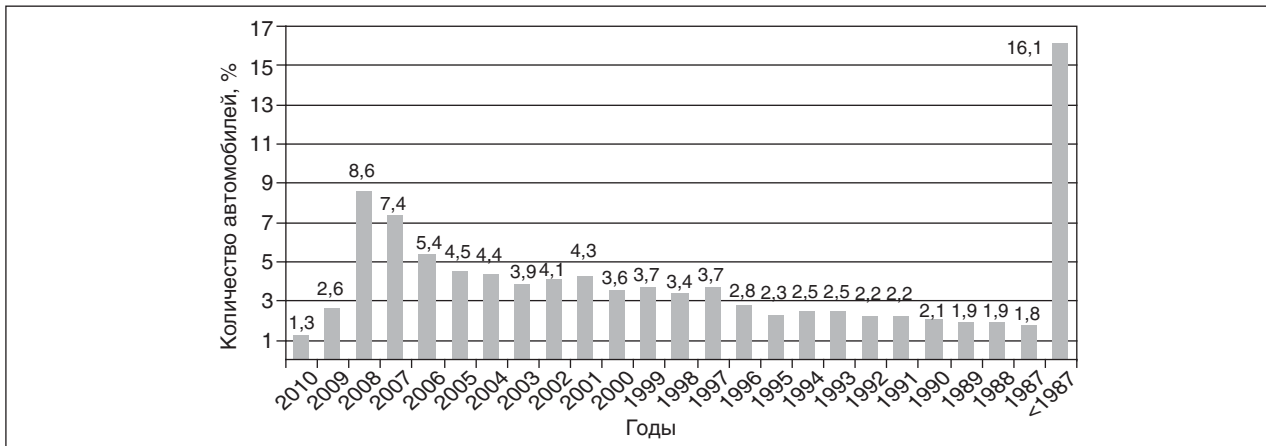


Рис. 5. Возрастная диаграмма парка легковых автомобилей в России (цифры на гистограмме — возраст автомобилей, лет)

вать автомобили в технически исправном состоянии.

Исследование структуры российского авто-рынка, проведенное аналитическим агентством «АВТОСТАТ», показало, что 91,4% регистраций новых автомобилей в России приходится на физических лиц и лишь 8,6% машин регистрируется на юридических лиц. Так как большая часть легковых автомобилей находится в частном владении, можно сделать вывод, что основная нагрузка по уменьшению негативных последствий автомобилизации будет возложена на предприятия автосервиса.

Изменение рынка легковых автомобилей напрямую влияет на рынок автосервисных услуг. Прирост парка автомобилей влечет за собой необходимость увеличения автосервисных мощностей и производственного персонала. Статистические данные показывают, что в настоящий момент на всех предприятиях технического сервиса, начиная от фирменного сервиса и за-

канчивая гаражными мастерскими, наблюдаются очереди. Это свидетельствует о том, что поток заявок на обслуживание и ремонт автомобилей намного превышает мощности предприятий автосервиса.

Причинами этого являются недостаточные производственные мощности автосервисных предприятий и отставание увеличения этих мощностей от роста автомобилизации страны. На рис. 6 показано минимальное и расчетное количество станций технического обслуживания (СТО). В европейских странах на одну СТО в среднем приходится 500 автомобилей. В настоящее время в России насчитывается около 17 000 сервисов и 34 млн. автомобилей, т. е. на одну СТО приходится 2000 автомобилей. Даже при условии, что СТО будет не 17 000, а 34 000, т. е. нагрузка уменьшится ровно наполовину, этого будет по-прежнему недостаточно.

На спрос услуг автосервисных предприятий влияют количество и плотность их расположения



Рис. 6. Состояние производственных мощностей предприятий автомобильного сервиса

на определенной территории и число легковых автомобилей, прикрепленных к данной территории. Московский рынок является безусловным лидером среди регионов: на него приходится порядка 53% от объема всего российского рынка автосервисных услуг. Далее следует Московская область, доля которой составляет 12%. Условия развития рынка автосервисных услуг в московском регионе привели к его разделению на три сегмента. Первый сегмент — дилерская сеть с долей рынка в 25%. Основной характеристикой данного сегмента является относительно высокое качество обслуживания и высокая цена. Второй сегмент, занимающий 60% рынка, — это независимые автосервисные предприятия. Третий сегмент (15%) — индивидуальные мастерские, которые составляют инфраструктуру технического сервиса, обеспечивающую обслуживание автомобилей послегарантийного периода эксплуатации.

Большая часть предприятий сервиса находится в очень плохом состоянии — оборудование устарело, нормы и правила нарушаются. Помимо перечисленного, автосервисы расположены в совершенно хаотичном порядке, что непосредственно сказывается на качестве и объеме оказываемых услуг по техническому обслуживанию и ремонту автомобилей. Решение проблемы оптимального расположения автосервисных предприятий с помощью имитационных моделей позволит более полно удовлетворять потребности клиентов. Создание сети предприятий

автомобильного сервиса осложняется тем, что рекомендации по рациональному размещению таких центров должны рассматриваться с учетом как экономических показателей, так и технических и технологических факторов.

В целом сеть автосервисных предприятий представляет собой сложную многоуровневую организационно-техническую систему, подсистемы которой, в свою очередь, являются сложными системами с характерными логистическими, информационными, финансовыми и другими связями. Система фирменного сервиса включает подсистемы технического обслуживания и материально-технического обеспечения. Эти подсистемы взаимосвязаны, поскольку для организации технического обслуживания и ремонта автомобилей необходимо наличие в достаточном количестве комплектующих, запасных частей, горюче-смазочных материалов и т. д. Таким образом, при решении вопроса о размещении сервисных предприятий необходимо учитывать возможность организации их материально-технического обеспечения. Модель размещения предприятий должна использовать статистические данные аналитических агентств и ГИБДД, теорию надежности и теорию массового обслуживания. Слияние данных теорий в одной модели позволит максимально точно рассредоточить автосервисные предприятия с учетом их специализации, что обеспечит значительное повышение эффективности их функционирования.

V. S. Shuplyakov, I. E. Gribut, and A. A. Kazakov

### **Automobilization and Market Situation at Car-care Services**

*The data on car market status are presented. The problems, concerned with private car fleet widening, are determined. The variants of car-care centers operation efficiency upgrading are concerned.*

**Keywords:** car-care services market, automobilization level, car-care service, car-care centers rational distribution.

## **Вниманию специалистов!**

**Т. В. Бухаркина, С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, Б. П. Туманян**

### **ХИМИЯ ПРИРОДНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ И УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

Рассмотрены основные физико-химические свойства природных углеродсодержащих энергоносителей — углей, нефтей, углеводородных газов. Особое внимание отводится природным и синтетическим формам свободного углерода. Приводятся механизмы химических превращений углеводородов в технологиях их переработки.

М.: Издательство «Техника», 2009. — 204 с.



## «Expo-Russia Kazakhstan 2011». Торгово-экономические отношения между Россией и Казахстаном вышли на новый этап развития

С 25 по 27 мая в г. Алматы (Казахстан) прошла вторая Российско-Казахстанская промышленная выставка «Expo-Russia Kazakhstan 2011», организованная компанией «Зарубеж-Экспо» при содействии Торгово-промышленных палат России и Казахстана.

В работе выставке приняли участие около 100 предприятий из многих регионов России и областей Казахстана. Торгово-промышленные палаты и Администрации ряда субъектов Российской Федерации представили коллективные экспозиции.

В первый день в торжественной обстановке выставку открыли генеральный консул России в Казахстане Б. Мещанинов, вице-президент Торгово-промышленной палаты Казахстана Т. Жданова, председатель Оргкомитета «Expo-Russia Kazakhstan» Д. Вартанов и другие официальные лица.

Деловой характер выставки подчеркнули ряд конференций и круглых столов, на которых обсуждались самые актуальные вопросы сотрудничества между нашими странами. Главным деловым событием стала конференция «Россия, Казахстан, страны Центральной Азии: перспективы экономического сотрудничества», которая состоялась 26 мая. В ней приняли участие региональный представитель Торгово-промышленной палаты России в Центральной Азии В. Жигулин, руководитель отделения Торгового представительства России в Казахстане В. Вержбицкий, торговый представитель России в Узбекистане К. Артюшин, вице-президент Торгово-промышленной палаты Республики Казахстан Т. Жданова, заместитель губернатора Пензенской области Ю. Быков, представители политических и деловых кругов России и Казахстана.

Итогом мероприятия стало подписание соглашения о намерении организовать и провести в 2012 г. первый Алматинский экономический бизнес-форум: «Существующие проблемы ведения внешнеэкономической деятельности у предприятий малого и среднего бизнеса стран Таможенного союза, и возможные пути их решения». Основные цели соглашения — поддержка внешнеэкономической деятельности предприятий малого и среднего бизнеса; активизация экономической интеграции; реализация

инвестиционных и инновационных проектов; сотрудничество и взаимопомощь при проведении торгово-экономических миссий выставочно-ярмарочной деятельности и др.

Тематика конференции получила развитие на круглом столе «Таможенный союз и перспективы создания единого экономического пространства России, Белоруссии, Казахстана». Российские и казахстанские специалисты обсудили перспективы торгово-экономического сотрудничества, изменения в таможенном законодательстве в рамках формирования Единого экономического пространства. По итогам круглого стола приняты рекомендации промышленников России и Казахстана по совершенствованию работы Таможенного союза, который вступает в силу с 1 июля этого года.

Большой интерес у специалистов электротехнической отрасли вызвал специализированный семинар «Критерии надежности работы тяговых электродвигателей. Выбор оптимальных вариантов системы изоляции», организованный компанией «Дизэлектрик». Директор этого предприятия, В. Прохоров, в рамках семинара выступил с докладом «Электроизоляционные материалы, их назначение, свойства, особенности применения», а также ответил на многочисленные вопросы.

Отдельные мероприятия деловой программы успешно прошли в ряде государственных учреждений г. Алматы. Всего за период работы выставки было заключено более 40 соглашений о сотрудничестве между российскими и казахстанскими предприятиями.

Подводя итоги выставки, можно отметить, что главная цель «Expo-Russia Kazakhstan 2011» — содействие установлению прямых контактов между российскими и казахстанскими предприятиями, развитие деловых и культурных связей между странами — достигнута. Следующая выставка состоится в июне 2012 г., в Алматы, уже в принципиально новом формате и будет включать первый Алматинский экономический бизнес-форум «Существующие проблемы ведения внешнеэкономической деятельности у предприятий малого и среднего бизнеса стран Таможенного союза, и возможные пути их решения».

## Открытие международной выставки и конференции HydroVision Russia 2011

Москва, 28 марта 2011 г. – В Экспоцентре на Красной Пресне состоялось торжественное открытие первой международной выставки и конференции HydroVision Russia 2011. На церемонии присутствовали руководители и ведущие специалисты лидирующих предприятий гидроэнергетического комплекса, представители власти и СМИ.

Гидроэлектроэнергия является одним из важнейших элементов в системе российской электроэнергетики, на нее приходится 20% всей производимой в стране электроэнергии. Несмотря на то, что на сегодняшний день наша страна является одним из ведущих мировых производителей гидроэлектроэнергии, потенциал этого вида электроэнергетики используется не полностью: по подсчетам экспертов, в настоящее время освоена только пятая его часть. Для развития гидроэнергетики предстоит сделать еще немало шагов: разработать и внедрить меры по увеличению эффективности и надежности существующих установок, повысить безопасность проектов, построить новые современные объекты.

Важнейшим шагом на пути развития энергетики должен стать конструктивный диалог между властью, бизнесом и экспертным сообществом. «Проведение мероприятия подобного уровня в российском формате, на российской почве – само по себе знаковое событие. Продолжая лучшие традиции HydroVision International — самого крупного сообщества профессионалов гидроэнергетики в Северной Америке, HydroVision Russia призвана стать достойным продолжателем. Уверен, так и будет» – заявил Евгений Дод,

председатель правления ОАО «Русгидро» на общем открытом пленарном заседании Russia Power и HydroVision Russia 2011. Оно прошло под председательством Директора конференции Найджела Блэкаби. На форуме также выступил Владимир Кащенко, генеральный директор ОАО «Атомэнергомаш».

Ведущие эксперты отрасли открыли трехдневную программу конференции, на которой обсуждались различные вопросы: планирование и разработка проектов, строительство, модернизация и эксплуатация плотин и водохранилищ, турбины и генераторы, инструменты совершенствования работы оборудования гидроэлектростанций, эксплуатация, техническое обслуживание и надежность, малая гидроэнергетика.

«HydroVision Russia 2011 предлагает замечательную возможность для конструктивного диалога всех участников рынка: поставщиков оборудования, консультантов, инженеров, владельцев гидроэнергетических предприятий. Совместное обсуждение необходимых мер по совершенствованию, обмен знаниями между компаниями и специалистами, презентация новых идей и технологий помогут будущему развитию и процветанию гидроэнергетики страны», – заявила Марла Барнс, издатель и главный редактор Hydro Group, Penn Well Corporation.

В конференции приняли участие эксперты по гидроэнергетике и строительству плотин из 17 стран Европы, Латинской Америки, Азии, Ближнего Востока и Северной Америки. Они поделились информацией о современных технологиях, новейших методах и эффективных стратегиях управления гидроэнергетическими активами.

## IX Международная выставка и конференция Russia Power 2011 начала работу

Москва, 28 марта 2011 г. — В Экспоцентре на Красной Пресне состоялось открытие IX международной выставки и конференции Russia Power 2011. Одно из крупнейших событий в энергетике собрало ведущих экспертов отрасли, которые обсудили ключевые вопросы ведения бизнеса и последние технологические достижения, необходимые для обеспечения эффективного развития российской электроэнергетики.

На торжественной церемонии открытия присутствовал Министр энергетики Российской Федерации Сергей Шматко. «Уверен, что обсуждение в ходе Конференции существующих проблем и перспектив развития энергетической отрасли, обмен мнениями ведущих экспертов отрасли, представителей органов власти, представителей бизнес-сообщества по ключевым направлениям позволит наметить совместные эффективные действия, необходимые для обеспечения безопасного будущего энергетики» — отметил он в своем обращении к участникам.

Конференцию открыло пленарное заседание, а затем прошли стратегические и технические сессии. На пленарном заседании, открытом для всех участников и являющемся ключевым этапом выставки и конференции Russia Power, выступили докладчики самого высокого уровня: председатель правления ОАО «Русгидро» Евгений Дод, генеральный директор ОАО «Атомэнергомаш» Владимир Кащенко и другие.

Дискуссия была продолжена во время круглого стола «Российский энергетический рынок — мираж или действительность?», где были подняты наиболее острые вопросы отрасли. Кроме того, в рамках стратегического направления состоялась сессия на тему «Заказчик — потребности и перспектива». Отдельная сессия, вызвавшая наибольший интерес у участников, была посвящена развитию и интеграции рынка атомной энергетики.

В ходе технических семинаров конференции Russia Power 2011 участники обсудили темы эксплуатации, технического обслуживания и автоматизированных систем управления, газовых технологий, модернизации и реконструкции электростанций.

В числе выступающих в первый день конференции и выставки были представители госу-

дарственных органов, ведущих отечественных и зарубежных компаний в области энергетики.

«Мы рады предоставить участникам конференции возможность обсудить ключевые вопросы отрасли и надеемся, что посещение Russia Power 2011 действительно подарит ценный опыт как российским, так и зарубежным участникам, заинтересованным в электроэнергетическом секторе Российской Федерации» — отмечает директор конференции Russia Power Найджел Блэкаби.

*Конференция Russia Power на протяжении 9 лет является площадкой, объединяющей крупнейших игроков рынка для обсуждения наиболее острых вопросов отрасли, обмена профессиональным опытом и знаниями и принятия важнейших для страны решений в сфере развития энергетического сектора экономики. В 2010 году в мероприятии приняли участие свыше 5 000 специалистов в области энергетики и 140 экспонентов.*

*Дополнительную информацию о конференции Russia Power 2011 Вы можете найти на сайте [www.russia-power.org](http://www.russia-power.org).*

*Организатором конференции и выставки Russia Power является компания PennWell, мировой лидер в области предоставления комплексных информационных продуктов для бизнеса. Компания выпускает 45 печатных и онлайн-изданий, организует свыше 60 конференций и выставок по всему миру, а также проводит исследования, создает и обновляет базы данных, обеспечивает обмен данными в реальном времени и предлагает другие информационные продукты. В своей деятельности PennWell ориентируется на мировые рынки стратегического значения. Организуемые компанией конференции и выставки POWER-GEN являются наиболее значимыми мероприятиями в мировой энергетике. Каждый год в них участвуют более 50 000 профессионалов энергетического сектора. Главный офис корпорации находится в г. Талса (США). Кроме того, PennWell располагает офисами во многих странах мира, среди которых Англия, Германия, Россия и Гонконг. Это позволяет компании предоставлять клиентам и партнерам услуги поистине глобального масштаба. Дополнительную информацию о компании PennWell Вы можете найти на сайте [www.pennwell.com](http://www.pennwell.com).*

## Молодежная программа «Инвестируя в будущее»

30 марта в рамках выставки и конференции RussiaPower 2011 состоялась Молодежная программа «Инвестируя в будущее», организованная Международной Ассоциацией Корпоративного Образования (МАКО) совместно с корпорацией PennWell при поддержке Федерального агентства по делам молодежи.

Молодежная программа представляет собой конкурс проектов молодых специалистов энергетической отрасли. В программе приняли участие молодые специалисты, студенты старших курсов и аспиранты энергетических вузов, представившие собственные проекты в области энергетики.

Награждение осуществлялось по следующим номинациям:

- Энергоэффективность и энергосбережение: был представлен 41 проект, призовых — 9.
- Обеспечение надежности работы оборудования и безопасности на энергопредприятиях: представлено 26 проектов, призовых — 6.
- Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Малая энергетика: представлено 28 проектов, призовых — 3.
- Автоматизированные системы управления объектами электроэнергетики: представлено 11 проектов, призовых — 2.
- Рынок электроэнергии и мощности. Управление рисками и оптимизация расходов в энергетике: представлено 8 проектов, призовых — 2.
- Социальная ответственность и экология. Молодежь в энергетической отрасли: представлено 7 проектов, призовых — 2.

Работы победителей были посвящены возобновляемым источникам энергии, энергосберегающим технологиям, оптимизации систем электроснабжения, автономному теплоснабжению домов, экологически чистой энергетике, оптимизации сжигания твердого топлива на ТЭЦ, новым строительным материалам, проблеме омоложения персонала в компаниях энергетической отрасли и многим другим вопросам. Всего в этом году был представлен 121 проект от 170 участников более чем из 30 регионов России.

Победителей выбирала экспертная группа из 19 человек во главе с руководителем отдела технического обучения компании Schneider Electric Хохловским Владимиром Николаевичем. Центральным событием Молодежной программы стало объявление победителей и призеров конкурса: молодые специалисты, приехавшие на мероприятие из многих регионов России, с

нетерпением ждали результатов и оценок экспертов в течение месяца.

Победителям были вручены призы и дипломы, приглашения на мероприятия и стажировки, в том числе от Федерального агентства по делам молодежи, сертификаты на прохождение образовательных курсов в компаниях ЗАО «Шнейдер Электрик», ОАО «РусГидро» и ООО «ЕвроСибЭнерго», а журнал «Энергоэффективность и энергобезопасность» вручил трем призерам годовую подписку.

Затем состоялась интервью-сессия — серия беседователей представителей компаний с делегатами. Кроме того, в рамках Молодежной программы прошла панельная дискуссия, посвященная молодежи в энергетике. На ней обсуждались вопросы участия молодых специалистов в решении актуальных задач отрасли.

Исполнительный директор МАКО Ольга Гольшеникова отметила: «На мой взгляд, очень важно то, что в нашем проекте участвуют не только студенты, но и молодые специалисты, уже работающие в энергетических компаниях с одной стороны, и техническое руководство — с другой. Молодежная программа дает возможность молодым специалистам предложить свою инженерную идею, служит площадкой для построения и укрепления связей между участниками и гостями со стороны федеральных, региональных и международных организаций, органов власти и крупного бизнеса, а также помогает выявить ключевые тренды развития энергетики России и мира».

Спонсорами Молодежной программы выступили ЗАО «Шнейдер Электрик», ОАО «РусГидро» и ООО «Сименс». Попечительский совет мероприятия был представлен компаниями: ООО «ЕвроСибЭнерго», НОУ «ЦИПК» (ОАО «Атомэнергпром»), Бизнес школа Сколково, Сообщество инноваторов России Futurussia «Сколково». Информационную поддержку мероприятия осуществляли журнал «Энергобезопасность и энергосбережение» и портал Future Today.

*Молодежная программа «Russia Power» была инициирована в 2009 году в качестве пилотного проекта и проходит уже в третий раз. С каждым годом количество участников заметно увеличивается. В 2010 г. 36 проектов заняли призовые места и 17 получили награды победителей.*

## ОАО «ЯТЭК» и датская компания «Хальдор Топсе» представили проект строительства завода по производству моторных топлив по технологии GTL Правительству Республики Саха (Якутия)

16 марта 2011 г. состоялась встреча руководителей Якутской топливно-энергетической компании (ОАО «ЯТЭК») и датской компании «Хальдор Топсе» (Haldor Topsoe A/S) с руководством министерств и ведомств Республики Саха (Якутия) под председательством Павла Маринычева.

Между ОАО «ЯТЭК», которая входит в состав нефтегазового блока Инвестиционной группы «Сумма Капитал», и компанией «Хальдор Топсе» заключено соглашение о проведении расчета предварительного технико-экономического обоснования строительства завода по производству моторных топлив из природного газа по технологии GTL.

Открывая встречу, Павел Маринычев отметил, что руководство Республики Саха (Якутия) уделяет большое внимание развитию газовой отрасли. «Мы надеемся, что усилия правительства и государственных компаний Республики Саха (Якутия) помогут в реализации перспективных газовых проектов Якутской топливно-энергетической компании, а менеджмент «ЯТЭК» будет содействовать в вопросах социально-экономического развития» – сказал Павел Маринычев.

Менеджер по развитию бизнеса компании «Хальдор Топсе» Хенрик Удесен рассказал о своей компании, имеющей более чем полувековую историю.

«Хальдор Топсе» является мировым лидером в области технологий синтез-газа, специализируется в области технологий синтеза кислородсодержащих соединений, является лицензиаром процесса целиком – от подачи сырья до получения продукта – бензина. Данная компания работает в России уже около 20 лет и имеет более 30 внедренных технологических проектов и еще около 30 в странах бывшего Советского Союза.

Генеральный директор ОАО «ЯТЭК» осветил основные положения Стратегии развития компании до 2016 года. По словам Игоря Демидова, ОАО «ЯТЭК» – рентабельное, социально ответственное и стабильное предприятие. «Деятель-

ность компании напрямую влияет на улучшение качества жизни населения Республики Саха (Якутия), развитие ее экономики и системы ЖКХ. Ключевыми задачами нашей стратегии являются модернизация производства и оптимизация управления; внедрение и применение новых технологических решений; увеличение капитализации компании; вывод ОАО «ЯТЭК» на международный уровень» – заявил Игорь Демидов.

Участникам совещания был задан ряд вопросов, касающихся экологии, социальной сферы и вопросов северного завоза. Стороны в очередной раз подтвердили готовность конструктивного взаимодействия в вопросах развития нефтегазовой отрасли и поддержания бесперебойного снабжения жителей Республики топливом в суровых климатических условиях.

*ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» – основное газодобывающее предприятие Республики Саха (Якутия), владеющее лицензиями на промышленную разработку Средневилюйского и Матахского газоконденсатных месторождений, геологическое изучение, разведку и добычу Мирнинского и Толонского участков углеводородов, а также на геологическое изучение с целью поисков и оценки месторождений в пределах Тымтайдахского участка Республики Саха (Якутия). Запасы природного газа категории С1 оцениваются в 187,8 млрд. м<sup>3</sup>, газового конденсата – 11,2 млн. т.*

*ОАО «ЯТЭК» – единственное предприятие, снабжающее газом центральный регион Республики Саха (Якутия). Доля «ЯТЭК» в добыче природного газа на территории Республики составляет около 65%, при этом предприятие обеспечивает на 90% потребности Якутска.*

*Годовой объем добычи составляет 1,6 млрд. м<sup>3</sup> газа и 85 тыс. т газового конденсата. По объемам добычи природного газа ОАО «ЯТЭК» входит в десятку крупнейших газодобывающих региональных компаний России. За весь период существования ОАО «ЯТЭК» поставило потребителям более 40 млрд. м<sup>3</sup> природного газа.*

## Райффайзенбанк предоставил Якутской топливно-энергетической компании кредит на 1,65 млрд. рублей

11 мая 2011 года Советом директоров ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания», которое входит в состав нефтегазового блока Инвестиционной группы «Сумма Капитал», одобрена крупная сделка по заключению соглашения с ЗАО «Райффайзенбанк» о привлечении заемных средств. Предполагается открытие двух кредитных линий с общим лимитом 1,65 млрд. рублей. Часть кредита должна быть погашена к февралю 2013 г., а другая часть – к февралю 2015 г.

Это позволит компании использовать высвободившиеся ресурсы для развития и реализации намеченных на среднесрочную перспективу планов.

Комментируя сделку, генеральный директор ОАО «ЯТЭК» Игорь Демидов заявил: «Привлечение кредитных средств ЗАО «Райффайзенбанк» стало возможным благодаря успешным переговорам с банком о создании для ОАО «ЯТЭК» благоприятных условий кредитования. ЗАО «Райффайзенбанк» пошел нам на встречу, в результате чего мы получили более гибкие кредитные условия, а процентная ставка установлена на приемлемом для ОАО «ЯТЭК» уровне».

Первый транш в размере 1 млрд. рублей ожидается в июне 2011 года.

## Honeywell продлевает договор на поставку имитационных систем с компанией Shell Exploration & Production

Корпорация Honeywell объявила о продлении до 2015 г. срока действия договора, подразумевающего поставку программного обеспечения для имитации производственных процессов UniSim® Design компании Shell Exploration & Production (E&P). Эта имитационная платформа будет использоваться на всех объектах Shell E&P при разработке и тестировании производственных процессов, что позволит компании сэкономить время и деньги.

UniSim Design позволяет специалистам по оборудованию и технологам разрабатывать, испытывать и оптимизировать производственные процессы, применяемые на промышленных объектах. В 2007 г. Shell E&P выбрала UniSim Design в качестве предпочтительной технологии имитационного моделирования и с тех пор этой технологией воспользовались более 1000 сотрудников Shell, что позволило им применить лучшие в своем классе практические рекомендации и оптимизировать проектные решения и производственные операции.

UniSim Design позволяет инженерам создавать и анализировать статические и динамические модели, применяемые для реализации проектных решений, мониторинга эксплуатационных характеристик, поиска и устранения неполадок, повышения эффективности эксплуатации, плани-

рования деятельности предприятия и управления активами. Эта система является компонентом семейства UniSim, которое включает программное обеспечение и услуги по проектированию, разработанные для заводов по переработке нефти и газа и химических предприятий.

«Shell E&P является мировым лидером в применении технологий имитации — отзывы, предоставляемые этой компанией на протяжении многих лет, помогли нам в формировании и совершенствовании возможностей UniSim Design. Это означает, что наши решения, реализованные в этой системе, непосредственно основаны на мнении заказчика, — сообщает Франсуа Леклерк, директор отдела высокотехнологичных решений Honeywell Process Solutions. — Продление этого договора подтверждает важности имитационных технологий с точки зрения достижения поставленных производственными предприятиями бизнес-целей. Эта система позволяет сэкономить и время, и деньги, что является целью любого коммерческого предприятия».

Дополнительные сведения о системе UniSim и других решениях Honeywell, направленных на повышение безопасности, надежности и эффективности производства в целом, можно найти на сайте: [www.honeywell.com/ps](http://www.honeywell.com/ps).

## Иракская компания North Refineries выбрала Honeywell для реализации проекта автоматизации стоимостью 9,6 млн. долларов США

Дубай, ОАЭ, 31 мая 2011 г. — Корпорация Honeywell объявила о том, что компания North Refineries Company (NRC) выбрала ее в качестве генерального подрядчика по проектированию, поставкам и монтажу для модернизации систем автоматизации на своем нефтеперерабатывающем заводе в г. Байджи (Ирак). Многомиллионный договор на модернизацию систем автоматизации NRC повысит эффективность, надежность и безопасность производственных процессов на заводе.

Используемые в проекте решения Honeywell, включая удостоенную наград АСУ ТП Experion® и систему Safety Manager, позволят полностью автоматизировать предприятие и заменят установленную 30 лет назад одноконтурную систему управления технологическим оборудованием. Помимо повышения безопасности это новое вложение в автоматизацию позволит NRC увеличить производительность и обеспечит масштабируемость для модернизации технологий в будущем.

«НПЗ North Refinery — это крупнейшее предприятие этой отрасли в Ираке, являющееся важнейшей частью энергетической промышленности страны. Наша основная цель — повысить объем выпуска продукции, и решение вложить средства в современную систему автоматизации отражает наше стремление к этой цели, — говорит Абдул-гафур Абдулджаббар, генеральный директор компании North Refineries. С самого начала мы понимали, что успех проекта определяется выбором правильного технологического партнера.

Наше решение сотрудничать с Honeywell основано на репутации этой компании и ее способности удовлетворить наши требования и даже превзойти их».

Технологии Honeywell Process Solutions будут управлять широким спектром процессов, помогая оптимизировать выпуск продукции и одновременно на 30% уменьшить расходы на техническое обслуживание. Honeywell также проведет техническое обучение сотрудников NRC для обеспечения перехода с имеющихся систем на новые технологии.

«В Ираке наблюдается развитие нефтеперерабатывающей промышленности, поэтому особое внимание уделяется повышению эффективности и уменьшению простоев, вызванных продолжающейся эксплуатацией устаревшего оборудования, — говорит Норм Гилсдорф, президент Honeywell Process Solutions. — Используя предлагаемый нами пакет передовых технологий, компания North Refinery повысит эффективность производственных операций, увеличит выпуск продукции и свой вклад в экономику Ирака».

В октябре 2010 г. корпорация Honeywell объявила об открытии в г. Багдад полноценного офиса. Этот офис был открыт для обеспечения поставок оборудования автоматизации технологических процессов предприятиям нефтегазовой промышленности Ирака. В течение следующих нескольких лет планируется открыть дополнительные офисы в южной и северной частях Ирака.

Заполните прилагаемый купон и отправьте его, пожалуйста, по:  
факсу: (499) 135 8875  
e-mail: tpps@list.ru  
На основании указанных Вами данных, после получения купона  
Вам будет выставлен платежный документ (счет или квитанция)

**Журнал "Промышленный сервис"**  
выходит 4 раза в год

Отметьте  выбранный Вами номер издания

2011    

1	2	3	4

    индекс 


Фамилия 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Имя 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Отчество 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Почтовый индекс 


Область/край 


Город/село 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Улица 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Дом 

--	--	--

 Корп. 

--	--

 Кв. 

--	--

Телефон 

--	--	--	--	--	--	--	--

    Подпись \_\_\_\_\_    Дата \_\_\_\_\_

**Дополнительная информация для юридических лиц**

ИНН 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

КПП 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Полное юридическое название 


Почтовый адрес доставки

Улица 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Дом 

--	--	--

 Корп. 

--	--