# 5 лет компании «НЭСТ»!

**Уважаемый Павел Николаевич! Уважаемые специалисты ЗАО ФПК «НЭСТ»!**

Примите самые искренние поздравления с 5-летием со дня образования компании!

Нас связывают давние и тесные партнерские отношения – строительство котельных в селе Варзи-Ятчи, в деревнях Байтеряково, Муважи, Старая Шудья, установка очистных сооружений в с. Алнаши. Много творческих и технически интересных проектов рождается и в настоящее время.

Для вас это не просто профессия. Это образ жизни. Ваш нелегкий, но нужный людям труд приносит тепло, обеспечивает стабильную жизнедеятельность.

Достигайте новых высот и побед в любимой работе! Будьте счастливы и полны энергии. Мы благодарны вам за успешное и перспективное сотрудничество и всегда открыты для дальнейшего укрепления партнерских отношений.

Мира и благополучия вашим семьям! Счастья и здоровья! С праздником!

*С уважением, заместитель главы Администрации Алнашского района Н.В. Котов*

**Уважаемый Павел Николаевич! Уважаемые сотрудники ЗАО ФПК «НЭСТ»!**

Примите теплые поздравления с 5-летним юбилеем!

Достижения компании всегда основаны на уникальном сплаве многолетнего опыта и энергии молодости, бережном сохранении традиций и активном внедрении инноваций. Придерживаясь именно такого принципа, работают специалисты ЗАО ФПК «НЭСТ».

Компания «НЭСТ» запустила котельную в школе деревни Гурезь-Пудга. Очень приятно, что квалифицированно

выполненная работа позволила повысить комфортность и обеспечить бесперебойным теплом. Искренне благодарим вас за добросовестный труд!

Всему сложившемуся коллективу компании профессионалов и единомышленников желаем здоровья, семейного благополучия и уверенности в завтрашнем дне.

Пусть в вашей работе все складывается без препятствий, и радость достижений будет постоянным спутником!

*С уважением, заместитель главы Администрации Вавожского района П.В. Вотинцев*

**Уважаемый Павел Николаевич! Сердечно поздравляем Вас и всех сотрудников ЗАО ФПК «НЭСТ» с юбилеем!**

5 лет – срок исторически небольшой, но это период огромной, кропотливой и напряженной работы. В юбилейные дни есть возможность не только подвести итоги, но и заглянуть в будущее. За плечами всех, кто создавал компанию, кто в ней трудится, – нелегкий путь становления и добрые дела, которые принесли большую пользу нашей республике.

На протяжении всего времени совместной работы специалисты ЗАО ФПК «НЭСТ» демонстрировали исключительно грамотный подход к делу: профессионально и качественно провели коммуникации и установили автономные газовые котлы в каждой квартире многоквартирного дома в с. Завьялово, проложили трассы газопровода высокого и низкого давления в с. Октябрьский Завьяловского района Удмуртской Республики.

О компании «НЭСТ» можно уверенно говорить: компания крепко стоит на ногах, она надежна и пользуется доверием партнеров. Это динамично развивающаяся компания, и лично у меня есть уверенность, что с каждым годом она будет набирать на рынке Удмуртии все больший вес.

Желаем вам удачи в ваших новых начинаниях, настойчивости в достижении намеченных целей, благополучия, стабильности и уверенности в завтрашнем дне вам и вашим семьям! Надежных партнеров и крупных заказов!

*С уважением, генеральный директор ОАО «Медведь» В.В. Киршин*

**«ЭНЕРГЕТИКА. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. ЭКОЛОГИЯ»**
Информационно-аналитический журнал. Октябрь 2008 года
Учредитель: ООО «Медиа-Пресс»

**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:**
**Председатель редакционного совета –**
**Бикбулатов Ильдар Ильшатович** – заместитель Председателя Правительства УР

**Белобоков Олег Михайлович** – Председатель Региональной энергетической комиссии УР

**Воробьев Александр Маркович** – генеральный директор ГУП «ТПО ЖКХ УР»

**Долганов Александр Михайлович** – генеральный директор ОАО «Удмуртторф»

**Донцов Александр Евстегнеевич** – исполнительный директор ООО «Удмуртэнергонефть»

**Каюмов Нагим Баянович** – генеральный директор ЗАО ИКЦ «Альтон»

**Коробов Валерий Юрьевич** – директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ

**Преснухин Виктор Константинович** – министр топлива, энергетики и связи УР

**Сивцов Андрей Николаевич** – заместитель министра строительства, архитектуры и жилищной политики УР

**Скворцов Николай Александрович** – заместитель директора по производственной деятельности ОП «Удмуртское территориальное управление по технологическому сопровождению» ОАО «ТГК-5»

**Толстухин Вадим Юрьевич** – директор АНО «Агентство по энергосбережению УР»

**Трухин Сергей Александрович** – генеральный директор ООО «Удмуртские коммунальные системы»

**ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:**
**Балдыков Андрей Иванович** – эксперт по вопросам энергетики промышленно-экономической ассоциации Удмуртии «Развитие»

**Галкин Алексей Егорович** – заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер филиала «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья»

**Душин Виктор Иванович** – заместитель начальника управления стратегического маркетинга и внешнеэкономической деятельности ОАО «Ижевский радиозавод»

**Зайчиков Виктор Николаевич** – технический директор ООО «Ижевский котельный завод»

**Рябкова Елена Георгиевна** – заместитель начальника управления энергетики ОАО «ИЭМЗ «Купол»

**РЕДАКЦИЯ:**
Главный редактор: Глызина Наталия
Коммерческий директор: Трудолюбова Галина
Отдел рекламы: Корниенко Мария, Юмабаева Ольга
Корректор: Зотова Светлана

Отпечатано в типографии «Парадигма»:
426028 УР, г. Ижевск, ул. Маяковского, 25
Тираж 3000 экз.
Подписано в печать 27.02.2009 г.
Заказ № 214

Журнал зарегистрирован в Управлении Федеральной службы по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия по Приволжскому федеральному округу ПИ № ФС 18-3450 от 18 июля 2007 года.

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных материалах. Рекламируемые товары и услуги подлежат обязательной сертификации.
Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.
Знаком * отмечены рекламные материалы.
В розницу цена свободная

Адрес редакции:
426057, г. Ижевск, ул. М. Горького,90, корпус 27.
Адрес для писем: 426053, а/я 611
Тел./факс: (3412) 514-111, 51-12-94.
E-mail: mediapress@udm.net

# СОДЕРЖАНИЕ

**ОФИЦИАЛЬНО**
На примере Республики Татарстан.....5
Федеральная служба по тарифам: основная задача – стабилизация ситуации в субъектах РФ.....9

**ОФИЦИАЛЬНО. НАШ РЕГИОН**
Экономика должна быть эффективной.....14
Начало тарифного года.....16
Экономика и энергоресурсы.....18
Перспективы КЭС-конкурса.....20
Тарифная политика и инвестиции.....23
Кризис и энергоэффективность.....30

**ОТРАСЛЕВОЙ ОБЗОР**
ЭНЕРГЕТИКА
Экологическая стратегия «Удмуртэнерго».....34

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
Мировые нефтегазовые ресурсы.....36

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЖКХ
Насосы, насосные установки и трубопроводная арматура KSB для высотных зданий.....42
Климат для жизни. Единая энергосберегающая система ОВК «Элита».....45
Автономные системы канализации. Теория и практика.....47
Об экономической и технической целесообразности применения изолированных труб.....50
Инновационные технологии testo для оценки энергоэффективности зданий.....54
Герметичные системы воздуховодов – простой способ улучшить энергоэффективность зданий без лишних затрат.....56
Новые разработки ЗАО «ТВЭСТ» для рынка энергосберегающих технологий.....58

ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
Вновь о технологическом присоединении к электрическим сетям.....60
ДООО «ИРЗ ТЭК» внедряет энергосберегающее оборудование.....62

ЭКОЛОГИЯ
Получение электрической энергии за счет пиролиза твердых бытовых отходов.....64

**НАУКА**
Исследование теплогидравлических процессов в основных резервуарах мазутных хозяйств.....66
Усовершенствованная технология производства пеллет.....68
Об утилизации теплоты продуктов сгорания в газовом тракте котельных установок.....71
Очистка биогаза от $CO_2$.....72

статья подготовлена **А. Когогин,** на основе доклада министра промышленности и торговли Республики Татарстан

# На примере Республики Татарстан

**Как было отмечено в выступлении Председателя Правительства Российской Федерации Владимира Путина на открытии X Съезда партии «Единая Россия»: «Нам необходимо избавиться от неоправданных издержек. В том числе – всерьез разработать систему энергосбережения. Подчеркну – текущее падение цен на энергоносители вовсе не снимает этой задачи».**

Следует отметить, что в настоящее время завершается формирование нормативно-правовой основы этой системы. Разработана Концепция по стимулированию сбережения энергетических ресурсов в Российской Федерации, приняты в первом чтении федеральные законы «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» и «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в целях повышения энергетической и экологической эффективности российской экономики».

Механизмы, заложенные в этих документах, могут стать действенным инструментом государственной политики в сфере повышения энергоэффективности экономики страны.

Опыт Республики Татарстан является тому подтверждением.

Наша республика стала одним из первых регионов Российской Федерации, взявших курс на повышение энергоэффективности. Как было отмечено уже в 2000 году в послании Президента Республики Татарстан Государственному Совету, энергоресурсоэффективность является генеральной линией повышения конкурентоспособности республики.

В 2000 году была утверждена Республиканская целевая программа энергосбережения на 2000–2005 годы. Программа стала составной частью государственной социально-экономической политики и была отнесена к числу высших приоритетов республики. За годы реализации программы валовый региональный продукт республики увеличился на 40% в сопоставимых ценах при практически неизменном уровне потребления первичных энергоресурсов. При этом среднегодовые темпы снижения энергоемкости ВРП практически вдвое превосходили темпы снижения энергоемкости внутреннего валового продукта России.

В марте 2006 года была принята Республиканская программа «Энергоресурсоэффективность в Республике Татарстан на 2006–2010 гг.». Ее целью стала реализация стратегии комплексного эффективного использования не только топливно-энергетических, но и других материальных ресурсов.

Одним из результатов реализации этой программы должно стать дальнейшее снижение энергоемкости валового регионального продукта по первичным энергоносителям не менее, чем на 20 % к уровню 2006 года.

Также в республике в 2006 году принята Программа развития топливно-энергетического комплекса, предусматривающая снижение энергоемкости ВРП до 40% к 2020 году, по сравнению с уровнем 2006 года, что соответствует индикатору, установленному Указом Президента Российской Федерации «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».

Реальность этих целей подтверждают итоги 2008 года. Прирост валового регионального продукта (ВРП) Республики Татарстан ожидается на 7,9 % по отношению к 2007 году.

Для оценки эффективного использования энергоносителей в Республике Татарстан в соответствии с Программой «Энергоресурсоэффективность в Республике Татарстан на 2006–2010 гг.» используется основной индикатор энергоемкости ВРП – отношение объемов потребляемых первичных энергоносителей в т.у.т. к ВРП в сопоставимых ценах 2000 года (т.у.т./млн рублей).

Значение индикатора энергоемкости ВРП в 2008 году снизится на 6 % относительно 2007 года и будет меньше программного значения.

В промышленности ожидается снижение индикаторов электроемкости продукции на 4,2 % и теплоемкости продукции – на 4,3 %, по сравнению с 2007

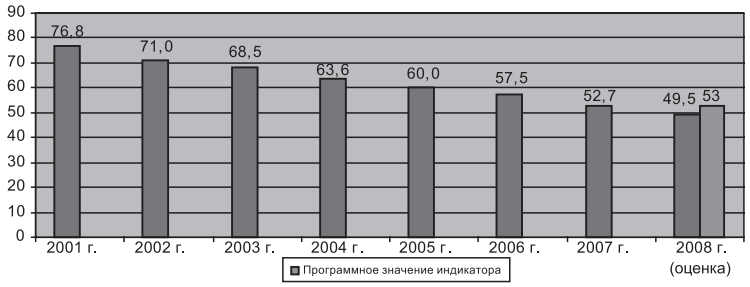



**Диаграмма 1.**

Значения индикатора энергоемкости ВРП по первичным энергоносителям в сопоставимых ценах в 2000 году, т.у.т./млн рублей.

годом, при этом программные значения индикаторов будут достигнуты.

Анализ эффективности потребления энергии показывает, что по итогам реализации программы «Энергоресурсоэффективность в Республике Татарстан на 2006–2010 годы» за 2008 год будут достигнуты пороговые значения основных индикаторов энергоэффективности.

Однако реализация политики энергоэффективности невозможна без создания четко отлаженной системы управления. В нашей республике используется программно-индикативный метод с максимальным использованием административного контроля.

Правительством республики ежегодно утверждаются пороговые значения индикаторов энергоэффективности для каждого муниципального образования, для каждой отрасли экономики и осуществляется постоянный мониторинг их выполнения. При этом государственная поддержка муниципалам оказывается при условии, что обеспечено достижение пороговых значений индикаторов. А оценка руководителей министерств проводится с учетом выполнения индикаторов в курируемых отраслях.

Установление индикаторов энергоэффективности осуществляется также и через представителей государства в органах управления промышленных предприятий, в частности крупнейших предприятий нефтедобычи и нефтехимии и энергетики.

С целью повышения энергоэффективности в бюджетной сфере нам удалось задействовать механизм реинвестирования средств, сэкономленных в результате внедрения энергосберегающих мероприятий и материального стимулирования конкретных участников. При этом 50% от суммы экономии направляется на материальное поощрение работников, а вторая половина – на дальнейшую реализацию энергоресурсоэффективных мероприятий.

Важным механизмом повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов можно назвать проведение энергетических обследований. Ежегодно постановлением Правительства республики утверждается перечень предприятий и организаций, подлежащих обязательным энергетическим обследованиям.

Так, например, в 2008 году в Республике Татарстан проведено 70 энергетических обследований, выявленный потенциал экономии ТЭР составил около 30 тысяч тонн условного топлива, что составило почти 5 % от годового потребления проверенных предприятий.

Кроме того, нам удалось создать систему контроля выполнения выданных рекомендаций при проведении энергоаудита. Так, в среднем нам удается в бюджетной сфере реализовать до 80% выявленного потенциала экономии топливно-энергетических ресурсов.

Одним из приоритетных направлений мы считаем налаживание точно учета потребления энергоресурсов. Понятно, что сама по себе установка приборов учета не есть энергосбережение, однако она позволяет задуматься о реальной картине энергопотребления.

Принимая во внимание значительные объемы потребления природного газа, объективный рост цены на него, увеличение числа участников газового рынка, в Республике Татарстан придается большое значение совершенствованию системы учета и контроля за поставками и потреблением природного газа. В настоящее время ГОСТом утвержден стандарт погрешности измерения расхода газа до + 4%.

Татарстан стал первым регионом, ужесточившим требования к точности используемых на его территории приборов учета расхода газа. Утвержденное в 2000 году Постановление республиканского Правительства ограничило размер погрешности измерения диапазоном от + 1 до + 2,5 %.

Программой «Энергоресурсоэффективность в Республике Татарстан» предусмотрен постоянный мониторинг процессов энергоресурсоэффективности в бюджетной сфере, который невозможен без приборов учета потребления энергоресурсов.

В отличие от коммерческих организаций, бюджетные учреждения не имеют квалифицированного персонала для поддержания в технически исправном и работоспособном состоянии приборов учета. С целью решения этой задачи в республике Постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 7.11.2008 г. № 779 «О метрологическом обеспечении приборов учета потребления тепловой энергии, воды и природного газа в государственных учреждениях Республики Татарстан» создается система сервисного технического и метрологического обеспечения приборов учета тепловой энергии, воды и природного газа.

Хотелось бы обратить внимание еще на одну проблему, связанную с учетом топливно-энергетических ресурсов, имеющую общероссийское значение.

Федеральное законодательство в области недропользования и энергосбережения обязывает нефтяные компании осуществлять достоверный пообъектный, то есть практически поскважинный учет добываемой нефти и нефтяного газа.

По оценке Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в целом по России для непосредственного учета нефти может потребоваться около 15 тыс. измерительных комплексов. При использовании такого количества средств измерения возникает необходимость создания соответствующей системы ежегодного метрологического контроля в реальных условиях эксплуатации скважин. В России такой системы не существует.

В настоящее время Республика Татарстан и Ростехрегулирование завершили первый этап создания Государственного эталонного комплекса по метрологическому обеспечению измерения количества сырой нефти и попутного газа на базе одного из НГДУ «Татнефти».

Аналогичная работа по метрологическому обеспечению измерения природного газа начинается нами и с Газпромом.

В Республике Татарстан добывается около 800 млн куб.м попутного нефтяного газа, 95% которого квалифицированно утилизируется.

Однако, несмотря на столь высокие показатели, работа в республике по дальнейшему увеличению степени утилизации попутного нефтяного газа продолжается. Так, ряд малых нефтяных компаний в настоящее время реализуют проекты по созданию генерирующих мощностей на попутном нефтяном газе.

С целью создания условий по газосбережению, в Республике Татарстан ограничено строительство котельных на территориях, обслуживаемых существующими ТЭЦ и другими источниками энергии, работающими на когенерационной выработке, поскольку когенерация обеспечивает значительно более эффективное использование газа. Может быть, имело бы смысл закрепить это и на федеральном уровне.

В целях повышения пропускной способности сетей, прироста потребления активной мощности без увеличения ее выработки в энергосистеме, получения дополнительных возможностей технологического присоединения потребителей Правительством Республики Татарстан в настоящее время реализуются основные организационно-технические мероприятия по оптимизации потоков реактивной мощности у участников рынка электроэнергии.

Сейчас уже можно сказать, что активизация проведения в энергосистеме режимных мероприятий по оптимизации потокораспределения реактивной мощности на электростанциях и в электросетях, ввода ранее не задействованных средств компенсации реактивной мощности у потребителей позволило снизить потребление реактивной мощности предприятиями из электросети на 2,3%,. При этом, в целом по энергосистеме были снижены потери электроэнергии на 27 млн кВт.ч.

Но в то же время, следует особо отметить, что до настоящего времени Федеральной службой по тарифам так и не принято решение об установлении повышающих и понижающих коэффициентов к тарифам на транспортировку электроэнергии в случае отклонений от оптимальных соотношений потребления реактивной и активной мощности. Хотя это дало бы возможность проводить более действенную работу по оптимизации потоков реактивной мощности в энергосистеме.

Также в республике идет работа над снижением издержек через применение типовых решений в энергообеспечении предприятий и организаций республики. Безусловно, это является не альтернативой существующим нормативным актам, а их дальнейшей детализацией.

Необходимо обратить внимание, что применение типового стандартного оборудования и технических решений не только у энергопроизводителей, но и у потребителей позволяет кратно снизить издержки, повысить надежность и безопасность производства.

В республике разработан широкий спектр типовых решений, включающий в себя и типовые проектные, и тиражно-заказные решения, и системы высокой степени готовности. Нашей задачей является их максимальное использование.

Решением первого заседания Координационного совета по проблемам энергосбережения и энергоэффективности в качестве одного из приоритетов была определена необходимость активизации реализации инвестиционных проектов в сфере повышения энергоэффективности на основе частно-государственного партнерства.

В то же время, следует отметить, что отсутствие отработанной методологии государственной поддержки таких проектов с учетом их отраслевой специфики не позволяет системно решить эту задачу. Действительно, инвестиционные проекты, например, в сельском хозяйстве, по срокам окупаемости, объемам государственной поддержки отличаются от подобных проектов в электроэнергетике и других отраслях промышленности.

С учетом этого мы считаем целесообразным предложить Министерству энергетики Российской Федерации, Координационному совету отработать в Республике Татарстан методологию государственной поддержки пилотных энергоэффективных проектов в отраслях экономики.

УТВЕРЖДАЮ
Премьер-министр
Республики Татарстан

_____Р.Н. Минниханов

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель
Координационного совета,
Министр энергетики РФ

_____С.И. Шматко

**П Р О Т О К О Л**

**заседания Правительства Республики Татарстан**
**и Координационного совета по проблемам энергосбережения и энергоэффективности, связям с бизнесом и регионами по вопросу «Совершенствование законодательства в сфере энергосбережения и реализации государственной политики энергоресурсоэффективности в регионах Российской Федерации на примере Республики Татарстан»**

2 декабря 2008 года
г. Казань

Решили:

1. Одобрить основные направления и итоги реализации государственной политики энергоресурсоэффективности в Республике Татарстан.

2. Считать целесообразным учет действующих механизмов реализации политики энергоэффективности в регионах Российской Федерации при рассмотрении поправок к проекту Федерального закона «Об энергосбережении», внесенного в Государственную Думу Федерального собрания Российской Федерации.

3. В целях отработки системы реализации энергоэффективных инвестиционных проектов на основе частно-государственного партнерства с учетом отраслевой специфики Министерства энергетики Российской Федерации рассмотреть вопрос об оказании содействия в финансировании и реализации инвестиционных проектов Республики Татарстан.

3.1. В сфере электроэнергетики:
«Создание системы по управлению реактивной мощностью на основе FACTS – технологий в Республике Татарстан»;
3.2. В сфере нефтедобычи:
«Утилизация попутного нефтяного газа путем выработки электрической энергии в малых нефтяных компаниях Республики Татарстан»;
3.3. В сфере машиностроения:
«Комплексный проект повышения эффективности промышленных энергетических установок ОАО «КАМАЗ»;
3.4. В сфере нетрадиционной энергетики:
«Создание системы автономного энергоснабжения в системах городского водоотведения»;
3.5. В сфере сельского хозяйства:
«Строительство комплекса энергоэффективной переработки отходов на свинокомплексе «Камский бекон» Тукаевского района Республики Татарстан»;
3.6. В сфере строительства жилищного комплекса:
«Внедрение энергоэффективных технологий на объектах XXVII Всемирной летней универсиады 2013 года в г. Казани».

4. Министерству энергетики Российской Федерации совместно с Федеральной службой по тарифам Российской Федерации проработать вопрос утверждения Методических указаний по расчету повышающих и понижающих коэффициентов изменения оплаты потребителями за услуги по передаче электрической энергии, в том числе в составе конечного тарифа (цены) за электрическую энергию, поставляемую ему по договору электроснабжения.

5. Министерству энергетики Российской Федерации совместно с Правительством Республики Татарстан проработать вопрос упрощения процедуры технологического присоединения к электрическим сетям сетевых компаний генерирующих установок альтернативных и малых производителей электрической энергии.

6. Провести очередное заседание Координационного совета по проблемам энергосбережения и энергоэффективности, связям с бизнесом и регионами в I квартале 2009 года.

статья подготовлена **Л. Алексеев,** заместитель начальника управления регулирования в сфере ЖКХ ФСТ РФ

# Федеральная служба по тарифам: основная задача – стабилизация ситуации в субъектах РФ

**Федеральная служба по тарифам, как федеральный орган в области государственного регулирования тарифов и надбавок, в своей деятельности ориентируется на решение проблем, связанных с ростом тарифов на услуги организаций жилищно-коммунального комплекса, и осуществляет реализацию комплекса мер по стабилизации ситуации в субъектах Российской Федерации.**

На 2009 год ФСТ России утверждены предельные уровни тарифов на тепловую энергию и предельные индексы изменения установленных тарифов на товары и услуги организаций коммунального комплекса, оказывающих услуги в сфере водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод, утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов, в среднем по субъектам Российской Федерации (Приказы ФСТ России от 08.08.2008 № 136-э/2 и от 05.08.2008 № 128-э/2).

За основу при подготовке указанных решений ФСТ России принята методология индексации затрат организаций коммунального комплекса, запланированных и принятых при формировании тарифов на 2008 год, с учетом параметров прогноза социально-экономического развития, разработанного Минэкономразвития России на 2009 год и одобренного Правительством РФ.

В соответствии с указанным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации рост цен (тарифов) на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий и услуги организаций коммунального комплекса, превышающий прогнозный индекс потребительских цен, может быть обусловлен влиянием тарифов естественных монополий, а также наличием инвестиционных и производственных программ организаций, ориентированных на реновацию отрасли, создание новой инженерной инфраструктуры и улучшение качества оказываемых услуг.

По сравнению с 2007 и 2008 годами, значительно увеличилось количество инвестиционных и производственных программ, учитываемых при расчете предельных уровней тарифов на тепловую энергию и предельных индексов изменения тарифов в сфере жилищно-коммунального хозяйства. Так, на 2007 год ФСТ России были учтены 160 инвестиционных и производственных программ организаций коммунального комплекса, на 2008 год – 572 программ. На 2009 год в расчет предельных уровней тарифов на тепловую энергию и предельных индексов изменения тарифов на товары и услуги организаций коммунального комплекса ФСТ России включены финансовые средства, необходимые для реализации 1124 инвестиционных и производственных программ по 61 субъекту Российской Федерации:

- теплоснабжение – 276 программ;
- водоснабжение и водоотведение – 839 программ;
- утилизация (захоронение) твердых бытовых отходов – 9 программ.

Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2009 год и плановый период – 2010 и 2011 годы, одобренным Правительством РФ 15 мая 2008 года, определен рост тарифов на тепловую энергию в среднем по Российской Федерации на 2009 год на уровне 122,0 %. Величина роста тарифов на товары и услуги организаций коммунального комплекса, оказывающих услуги в сфере водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод, утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов, прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2009 год не предусмотрена.

В соответствии с расчетами, произведенными ФСТ России на основе принятых решений об утверждении предельных индексов, рост тарифов на товары и услуги организаций коммунального комплекса, оказывающих услуги в сфере водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод, в 2009 году в среднем по Российской Федерации не превысит 123%, в сфере утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов – 117%.

Помимо указанных выше основных параметров, дополнительными факторами, влияющими на рост тарифов на тепловую энергию и услуги организаций коммунального комплекса, являются:

а) поэтапное доведение ставки рабочего первого разряда до уровня, предусмотренного отраслевым тарифным соглашением в сфере жилищно-коммунального хозяйства субъектов Российской Федерации;

б) значительный рост затрат на электрическую энергию в связи с либерализацией рынка электрической энергии. В связи с чем, начиная с 2007 года, помимо роста цен на электрическую энергию, организации коммунального комплекса несут экономически обоснованные расходы, не учтенные при утверждении тарифов на товары и услуги.

Одновременно ФСТ России при установлении на 2009 год предельных уровней тарифов на тепловую энергию, за исключением производимой электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, учтены:

- сумма выпадающих доходов за 2007 год, вызванных повышением цен на топливо сверх уровня, учтенного при установлении тарифов на 2007 год, в размере 2 223,7 млн рублей;

- дополнительные затраты на топливо, связанные с применением фактически сложившегося уровня цен по данным первого полугодия 2008 года в размере 15 844,8 млн рублей.

Кроме того, в соответствии с поручением Правительства РФ Министерством финансов РФ был рассмотрен вопрос об оказании финансовой поддержки регионам, в которых мазут является основным энергоносителем.

Распоряжениями Правительства РФ от 10.09.2008 № 1292-р, от 29.09.2008 № 1421-р и от 18.12.2008 № 1885-р была оказана финансовая поддержка в виде дотации на поддержку мер по обеспечению сбалансированности бюджетов субъектов Российской Федерации Республике Карелия, Камчатскому краю, Приморскому краю, Хабаровскому краю, Архангельской области, Кировской области, Костромской области, Магаданской области, Мурманской области – всего на общую сумму свыше 7,3 млрд рублей.

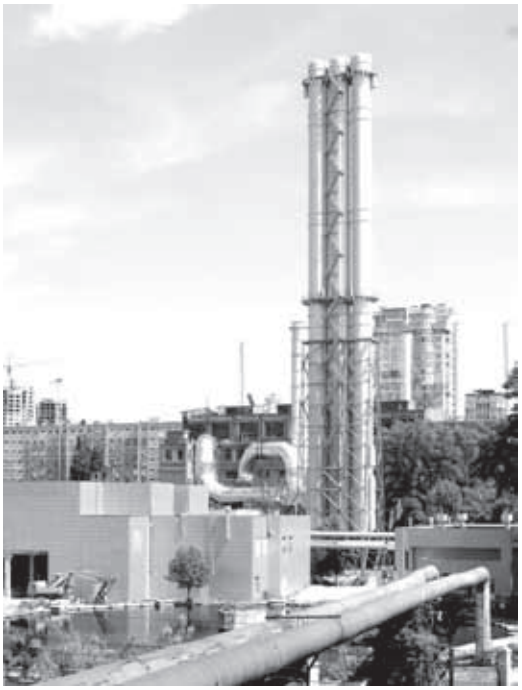
Указанная финансовая помощь возмещает основную часть дополнительных расходов энергоснабжающих организаций, связанных с не запланированным при установлении тарифов на тепловую и электрическую энергию ростом цен на мазут.

Отдельно необходимо отметить существенное влияние на величину тарифов теплоснабжающих организаций уровня цен на топливо.

Среднегодовой рост регулируемых цен на газ для всех категорий потребителей, кроме населения, при формировании предельных уровней тарифов на тепловую энергию на 2009 год был принят в соответствии с прогнозом социально-экономического развития на 2009 год, определенным по состоянию на 15 мая 2008 года, в среднем по Российской Федерации в размере 119,6 %.

По результатам проведенного Министерством экономического развития РФ анализа в рамках внесенных корректировок в параметры прогноза социально-экономического развития на 2009 год существенно снижен рост цен на топливо. При этом среднегодовой уровень индексации оптовых цен на газ составит 116,3 %, в то время как уровень роста оптовых цен на газ (декабрь 2009 года к декабрю 2008 года) сохранится в размере ранее запланированных 127,7 %.

В настоящее время в соответствии с рекомендациями Правительства РФ органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в рамках своих полномочий проводится анализ и пересмотр принятых на 2009 год решений (в части установления тарифов на тепловую энергию), связанный, главным образом, со снижением среднегодового уровня роста оптовых цен на природный газ.



В отличие от природного газа, в отношении которого осуществляется государственное регулирование цен (в связи с чем при планировании расходов на топливо используется среднегодовой уровень роста цен), при определении расходов на каменный уголь и топочный мазут необходимо учитывать сезонные колебания цен в течение года.

При установлении тарифов на тепловую энергию органы регулирования в данном вопросе руководствуются документами, подтверждающими цены, установленные на основании договоров поставки топливных ресурсов, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств. Обращаем особое внимание на то, что закупка топлива осуществлялась перед началом отопительного сезона, то есть в августе-сентябре 2008 года. Соответственно, снижение цен на мазут топочный в ноябре 2008 года (после окончания закупок топлива) не могло быть учтено при формировании тарифов на тепловую энергию, устанавливаемых на 2009 год. В этой связи корректировку тарифов на тепловую энергию, по мнению ФСТ России, целесообразно проводить по итогам работы энергоснабжающих организаций, как минимум, за первое полугодие 2009 года.

Дополнительно необходимо отметить, что по отдельным субъектам Российской Федерации ФСТ России в целях поэтапного перехода на долгосрочное тарифное регулирование были приняты решения на среднесрочную перспективу. Так, по Кировской области по результатам проведенной научно-исследовательской работы «Комплексный анализ технико-экономических показателей и тарифов организаций коммунального комплекса в сфере теплоснабжения в субъектах Российской Федерации на перспективу до 5 лет» ФСТ России утверждены предельные максимальные уровни тарифов на тепловую энергию до 2011 года (приказ ФСТ России от 15.08.2008 № 151-э/14). Данное решение обусловлено реализацией долгосрочных инвестиционных программ теплоснабжающих организаций Кировской области в 2009–2011 годах.

В течение 2008 года был разработан и принят ряд подзаконных нормативно-правовых актов, направленных на совершенствование законодательства о тарифном регулировании:

1. Принято Постановление Правительства РФ от 14.07.2008 № 520 «Об основах ценообразования и порядке регулирования тарифов, надбавок и предельных индексов в сфере деятельности организаций коммунального комплекса», которым определены основные принципы и порядок расчета тарифов и надбавок в отношении товаров и услуг организаций коммунального комплекса, методы расчета тарифов и правила их применения. Принятие основ ценообразования будет способствовать повышению прозрачности расчета тарифов и надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса.

2. Во исполнение норм федерального закона от 18 октября 2007 г. № 230-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с совершенствованием разграничения полномочий» в целях конкретизации полномочий органов регулирования, детальной регламентации порядка осуществления государственного контроля за установлением, изменением и применением тарифов на товары (услуги) организаций коммунального комплекса, применением предельных индексов ФСТ были разработаны проекты Постановлений Правительства РФ:

- «О внесении изменений в Постановление Правительства РФ от 23.07.2007 № 467 «Об утверждении Правил осуществления государственного контроля за установлением, изменением и применением предельных индексов изменения размера платы граждан за жилое помещение и коммунальные услуги»

(утверждено Постановлением Правительства РФ от 18.06.2008 № 461);

- «О внесении изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 23.07.2007 № 468 «Об утверждении Правил осуществления государственного контроля в области регулирования тарифов и надбавок» (утверждено Постановлением Правительства РФ от 26.06.2008 № 474).

3. 30 декабря 2008 года вступил в силу федеральный закон от 25.12.2008 № 281-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Данным федеральным законом законодательно закрепляется возможность принятия Правительством РФ адекватно отвечающих складывающейся экономической ситуации и обязательных для регулирующих органов всех уровней (федерального и органов субъектов Российской Федерации) решений о досрочном пересмотре тарифов, их предельных уровней и предельных индексов их изменения, а также процедуры и сроки выполнения решений, принятых Правительством РФ, органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов и надбавок.

Представляется целесообразным продление установления и применения предельных индексов и предельных уровней тарифов до момента стабилизации экономической ситуации и принятия особого решения об окончании срока их установления и применения. Регулирование предельных индексов имеет очень большое значение и для макропрогнозирования. В условиях несформировавшегося института местного самоуправления для проведения скоординированной тарифной политики требуется четкое управляющее воздействия со стороны государства. В этой связи для дальнейшего обеспечения единой тарифной политики, а также синхронизации реальных экономических процессов в отрасли с прогнозными макроэкономическими показателями продление сроков государственного регулирования предельных индексов изменения тарифов на товары и услуги организаций коммунального комплекса выглядит необходимой мерой.

Кроме того, указанным законом внесены изменения в законодательство, позволяющие обеспечить свободный доступ к информации о деятельности организаций коммунального комплекса. Это повысит прозрачность деятельности указанных хозяйствующих субъектов и открытость их регулирования, позволит выстроить единую систему сбора и анализа информации о финансово-хозяйственной деятельности предприятий отрасли, запустить эффективный механизм общественного контроля. Свободный доступ к информации будет обеспечиваться организациями коммунального комплекса в соответствии со стандартами раскрытия информации, утверждаемыми Правительством РФ.

Также данным федеральным законом предусматривается возможность установления двухставочных тарифов на тепловую энергию. По сравнению с системой одноставочных тарифов, двухставочные тарифы (на тепловую энергию и тепловую мощность) позволяют сократить непроизводственные расходы теплоснабжающих организаций на пополнение оборотных средств, связанные с отклонениями между графиком платежей потребителей и графиком расходов организаций в течение финансового года, а также снизить влияние колебаний объемов потребления тепловой энергии на объемы поступления денежных средств от потребителей.

Потребители в условиях применения двухставочных тарифов получат экономические стимулы к энергосбережению за счет долгосрочного сокращения используемых тепловых нагрузок, что обеспечит системный

эффект по выявлению свободных неиспользуемых тепловых мощностей и повышению общей энергоэффективности систем теплоснабжения.

4. ФСТ России совместно с Министерством регионального развития РФ, Министерством энергетики РФ и Министерством экономического развития РФ разработан и 31.12.2008 внесен в Правительство РФ проект Постановления РФ «О внесении изменений и дополнений в Постановление Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», необходимый для введения и применения системы двухставочных тарифов на тепловую энергию. Принятие данного проекта позволит уже в 2009 году опробовать систему двухставочных тарифов в пилотном регионе.

5. Эффективной методологической базой для недавно сформировавшихся органов регулирования муниципальных образований стала разработанная Министерством регионального развития РФ методика проведения мониторинга выполнения производственных и инвестиционных программ организаций коммунального комплекса, утвержденная Приказом Министерства регионального развития РФ от 14.04.2008 № 48. Осуществление мониторинга в соответствии с методикой позволяет проводить анализ финансово-хозяйственной деятельности организаций коммунального комплекса в муниципальных образованиях субъектов Российской Федерации, оценивать состояние и степень развития систем коммунальной инфраструктуры. Методикой предусмотрено опубликование информации о результатах мониторинга в официальных средствах массовой информации, что дает возможность осуществления контроля за выполнением программ со стороны потребителей коммунальных услуг.

6. С 1 января 2008 года в соответствии с нормами федерального закона от 18.10.2007 № 230-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с совершенствованием разграничения полномочий» полномочия по утверждению предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги и предельных индексов изменения размера платы граждан жилое помещение переданы на уровень субъектов Российской Федерации.

В целях методологической помощи регионам Министерством регионального развития РФ совместно с ФСТ России и Министерством экономического развития РФ подготовлен и направлен в Правительство РФ на рассмотрение проект постановления Правительства РФ «Об утверждении основ формирования предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги».

Основные задачи, планируемые к реализации в 2009 году:

1. Разработка методических указаний по расчету тарифов и надбавок в сфере деятельности организаций коммунального комплекса.

В настоящее время Министерством регионального развития РФ проводится работа по их подготовке. Принятие данного акта является необходимым методологическим инструментом для работы регулирующих органов муниципальных образований в условиях еще не сформировавшегося и не окрепшего института регулирующих органов муниципальных образований, а также способствует реализации в полной мере процедур рассмотрения экономических споров между органами регулирования и организациями коммунального комплекса на федеральном уровне.

2. В рамках разработки концепции развития сектора теплоснабжения с обеспечением взаимной увязки и согласованности всего комплекса реализуемых в сфере теплоснабжения мероприятий, в настоящее время Министерством экономического развития РФ, ФСТ России, Министерством энергетики РФ и Министерством регионального развития РФ проводится совместная работа по выработке предложений по вопросам, связанным со стимулированием применения централизованного теплоснабжения и когенерации в случаях, когда такая схема теплоснабжения потребителей является экономически наиболее эффективной, поэтапной ликвидацией перекрестного субсидирования и переходом к тарифообразованию по тепловым узлам, ликвидацией безучетного потребления тепловой энергии, разработкой мероприятий, обеспечивающих снижение теплопотребления населением с одновременным созданием экономических и административных стимулов у энергоснабжающих организаций и управляющих компаний, переходом к установлению долгосрочных тарифов с использованием метода доходности инвестированного капитала и стимулирующих заключение концессионных соглашений в отношении объектов коммунальной инфраструктуры.

статья подготовлена С. Кравченко

# Экономика должна быть эффективной

**«Кризис заставляет нас мобилизоваться на эффективную работу и уделять особое внимание вопросам энергосбережения». Этой цитатой из речи Премьер-министра России Владимира Путина открыл очередное заседание Правления АНО «Агентство по энергосбережению Удмуртской Республики» заместитель Председателя Правительства Удмуртской Республики Ильдар Бикбулатов. Мероприятие проводилось 3 февраля на территории ИжГТУ.**

Двумя основными вопросами повестки дня заседания стали отчет АНО «Агентство по энергосбережению Удмуртской Республики» (далее – Агентство) о выполнении работ в 2008 году и задачах на 2009 год и доклад о разработке программы «Энергоэффективность в Удмуртской Республике на 2010 – 2014 годы».

## ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

С отчетом о работе Агентства выступил его директор **Вадим Толстухин**. Основными направлениями работы организации в прошлом году были: реализация технических мероприятий по энергосбережению; проведение мониторинга и энергоаудита; разработка программы «Энергоэффективность в Удмуртской Республике на 2010 – 2014 годы». Вадим Толстухин привел ряд примеров реализации успешных технических мероприятий в ряде районов Удмуртии. К их числу относится ввод в строй модульной газовой котельной на базе тепловых генераторов импульсного горения в д. Юрьево Сарапульского района. Эта котельная, работающая в автономном режиме, успела себя неплохо зарекомендовать.

Агентство продолжает работу по расчету и проведению экспертиз расчетов потерь тепловой и электрической энергии, нормативов расхода топлива и электроэнергии. Эти данные используются РЭК УР при рассмотрении тарифов энергоснабжающих организаций.

Подводя итоги работы Агентства в 2008 году, докладчик выделил ряд проблем, выявленных в сфере ЖКХ. Некоторые предприятия фактически не разрабатывают производственные и инвестиционные программы. Из-за этого отсутствует ясность с источниками финансирования работ по модернизации и техперевооружению объектов коммунальной инфраструктуры, а также мероприятий, которые предусмотрены программами «Энергоэффективность в бюджетной сфере и ЖКХ». В качестве одной из причин такого положения дел докладчик обозначил большую раздробленность предприятий ЖКХ. Этим объясняется низкая квалификация специалистов предприятий (отсутствует возможность подготовки кадров) и низкий уровень кредитоспособности организаций (отсутствует залоговое имущество, объем услуг весьма невелик). Это, в свою очередь, создает проблемы при попытке привлечь внешние инвестиции. В связи с этим, по мнению Вадима Толстухина, назрела необходимость укрупнения предприятий ЖКХ.

Затем докладчик предоставил информацию по итогам мониторинга организаций бюджетной сферы, финансируемых из средств республиканского бюджета. Реализация программы «Энергоэффективность в бюджетной сфере УР на 2002 – 2006 годы» дала эффект в виде снижения потребления энергоресурсов в 2007 году до 20 458,7 т.у.т., что в денежном выражении составляет 85 млн рублей. Мониторинг организаций бюджетной сферы, проведенный в 13 муниципальных образованиях, показал, что потенциал энергосбережения в бюджетной сфере муниципальных образований составляет 12 159,4 т.у.т. Докладчик отметил тенденцию роста оснащенности приборами учета организаций бюджетной сферы. Сегодня 41 % таких организаций оснащен приборами учета тепловой энергии и 55 % – приборами учета расхода воды.

В конце своего выступления Вадим Толстухин обозначил основные задачи, которые Агентство должно выполнить в 2009 году. Правление приняло к сведению отчет о работе Агентства.

## КОНЦЕПЦИЯ И ПРОГРАММА

Напомним, что во исполнение распоряжения Президента Удмуртской Республики в декабре прошлого года РЭК Удмуртской Республики приняла Постановление «О разработке программы «Энергоэффективность в Удмуртской Республике на 2010 – 2014 годы».

Информацию о ходе разработки программы «Энергоэффективность в Удмуртской Республике на 2010 – 2014 годы» членам Правления представил заместитель директора Агентства **Владимир Тестоедов**.

Потенциал энергосбережения в республике до сих пор остается весьма значительным. Затраты на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) в бюджетной сфере Удмуртии в 2008 году составили 1800 млн рублей. Ежегодный рост затрат на ТЭР составляет 15 – 20 %. Потенциал энергосбережения в бюджетной сфере в 2008 году составил порядка 390 млн рублей (около 27 % затрат на ТЭР). Если эти тенденции сохранятся, то к 2014 году потенциал энергосбережения бюджетной сферы Удмуртии составит уже около 1 млрд. рублей. Уже эти цифры свидетельствуют о необходимости разработки программы.

Разработчиками документа выступают РЭК УР и Агентство по энергосбережению УР. По мере необходимости, к разработке программы привлекаются специализированные организации.

Что представляет собой структура программы? Она включает в себя три блока подпрограмм. Первый блок – отраслевые подпрограммы; второй – подпрограммы по секторам бюджетной сферы; третий – подпрограммы по муниципальным образованиям республики. А в самой программе будут содержаться сводные показатели по Удмуртии в целом, а также крупные межотраслевые проекты. Отраслевые подпрограммы должны быть согласованы с отраслевыми министерствами; муниципальные – с органами местного самоуправления.

Содержание документа включает в себя паспорт программы и паспорта подпрограмм. Соответствующие показатели будут унифицированы.

Какие проблемы возникают при разработке программы? Докладчик отметил, что некоторые опасения внушает отбор источников исходной информации. Разработчики предлагают поручить сбор

сведений отраслевым министерствам, поскольку данные Статистического управления, как показывает опыт, не всегда являются корректными.

Затем докладчик обозначил цели программы. Это, во-первых, реализация государственной политики в сфере энергосбережения и снижение энергоемкости валового регионального продукта Удмуртии не менее, чем на 20 %, что должно привести к снижению затрат на ТЭР. Для достижения этих целей необходимо решить поставленные программой задачи. Для каждой задачи установлен алгоритм расчета индикаторов, которые дают возможность проводить конкретные мероприятия и мониторинг решения задач.

Затем Владимир Тестоедов обозначил источники и механизмы финансирования программы. Сюда входят средства, заложенные в тарифах на товары и услуги регулируемых организаций (этот механизм уже апробирован на практике). Такой источник, как консолидированные средства, включаемые в тариф, также является достаточно надежным. А вот другие источники и механизмы, предусмотренные программой (например, частно-государственное партнерство), пока еще на практике не опробованы.

Доклад вызвал ряд замечаний членов Правления. Была обозначена одна весьма серьезная проблема: кто должен разрабатывать отраслевые подпрограммы, как будет проходить процесс их согласования, какова должна быть концепциия документа? Было принято решение: разработчики программы во второй половине марта 2009 года к очередному заседанию Правления подготовят ответы на поставленные вопросы.

Начинается новый этап создания энергоэффективной экономики Удмуртии.

статья подготовлена С. Кравченко

# Начало тарифного года

**Тарифный процесс не прерывается буквально ни на минуту. 2009 год только начинается, а регулирующие государственные органы уже работают над утверждением тарифов на 2010 год. На заседании правления РЭК УР, которое состоялось 30 января, был открыт новый тарифный сезон.**

## ПОДВЕДЕНИЕ ИТОГОВ

Открывал заседание отчет о деятельности РЭК УР за 2008 год. Остановимся на его ключевых моментах.

При увеличении тарифов и цен на социально значимые товары и услуги в республике применяются активные меры поддержки малообеспеченных слоев населения в виде прямых финансовых выплат. При этом потребитель напрямую расплачивается за услуги и, соответственно, может требовать их качественного исполнения.

А главным итогом тарифной политики в Удмуртии можно считать то, что в тяжелых условиях экономического кризиса утверждаемые на 2009 год тарифы выдерживают планируемые темпы роста и не оказывают инфляционного давления на индексы роста потребительских цен.

Докладчик также отметил, что величины предельных индексов для конкретных муниципальных образований напрямую зависят от наличия качественно разработанных, утвержденных в установленном порядке и внесенных в РЭК УР инвестиционных и производственных программ. Таким образом, тарифная политика учитывает позицию местных властей и стимулирует инвестиционную активность хозяйствующих субъектов.

То есть регулирующий орган от первоначальной функции технического ограничителя трансформировался в эффективный инструмент развития экономики. Об этом свидетельствует и применение такого инструмента, как метод ценовых сигналов: в случае превышения установленного порогового уровня тарифов РЭК выдает организации предписание о выполнении мероприятий (в том числе, энергосберегающих) по снижению тарифов, а при необходимости обеспечивает возврат необоснованно полученных организацией средств или принимает административное решение о снижении тарифа.

В 2008 году РЭК УР уделял серьезное внимание и повышению энергоэффективности республиканской экономики. Начата разработка программы «Энергоэффективность в Удмуртской Республике на 2010 – 2014 гг.». Сегодня отмечается увеличение сбора средств, направляемых на реализацию инвестиционных, производственных и энергосберегающих программ. Если в 2007 году в тарифах регулируемых организаций было учтено таких средств на сумму 780,2 млн рублей, а в 2008 году – 1023,7 млн рублей, то в 2009 году эта сумма составляет уже 1378,8 млн рублей. В целом, эти усилия должны привести к тому, что экономика Удмуртии сможет пережить кризис с меньшими затратами.

## ТАРИФЫ БУДУТ В ПОРЯДКЕ

Вторым вопросом повестки дня стало рассмотрение «Порядка установления РЭК тарифов (цен) на регулируемые виды продукции (товары, услуги) на 2010 год на территории Удмуртии». Этот нормативный акт должен в соответствии с действующим законодательством определить сроки и условия установления на 2010 год на территории Удмуртии предельных индексов максимально возможного изменения тарифов на товары и услуги предприятий ЖКЖ, предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги и платы граждан за жилое помещение. Кроме того, Порядок содержит условия и сроки установления тарифов на все важнейшие виды ресурсов (электрическая и тепловая энергия и т.д.) и услуги по их передаче, а также на ряд транспортных услуг.

Председатель РЭК УР **Олег Белобоков** отметил, что проект этого документа обсуждался с главами администраций муниципальных образований республики. Никаких принципиальных возражений с мест не поступило. Затем глава РЭК УР остановился на нескольких принципиальных положениях проекта.

Во-первых, согласно п. 4 Порядка, органы местного самоуправления участвуют в подготовке решений РЭК УР по установлению тарифов для организаций, расположенных на территории муниципального образования. Это правило распространяется на все хозяйствующие субъекты независимо от форм собственности. Тем самым утверждается принцип кооперативной ответственности в сфере тарифной политики между государством и местным самоуправлением.

Затем Олег Белобоков напомнил участникам заседания о необходимости четкого соблюдения сроков, которые устанавливаются Порядком на основании действующего законодательства. Это особенно важно при утверждении инвестиционных программ. Они согласовываются, утверждаются и вносятся в РЭК УР до 1 апреля. Затем их направляют в федеральные экспертные организации, после этого начинается процедура защиты инвестиционных проектов. Если органам местного самоуправления требуются средства для реализации инвестиционных программ, они должны проследить за тем, чтобы эти сроки жестко соблюдались. В противном случае, для них будут установлены предельные индексы в рамках, обозначенных Минэкономразвития РФ, которые фактически совпадают с индексом инфляции.

Говоря о принципах тарифной политики государства в Удмуртии, Председатель РЭК УР отметил, что возглавляемая им комиссия постоянно работает в тесном контакте с отраслевыми министерствами республики, поэтому всем заинтересованным лицам следует также работать в тесном контакте с профильными министерствами.

## ГИБКИЙ ПОДХОД В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

Тарифы, установленные на 2009 год, не учитывали резкого осложнения экономической ситуации в России, которые стали очевидными только с осени 2008 года. Должна ли тарифная политика государства учитывать такие изменения? Теперь ответ на этот вопрос очевиден.

Так, Правительство РФ приняло решение о снижении оптовых цен на природный газ. Это привело к снижению роста цен на этот вид

энергетических ресурсов для населения с предусмотренных ранее 25 % до 8 %. Кроме того, снижается и рост тарифа на тепловую энергию (в среднем, на 10 рублей за 1 Гкал). РЭК УР оперативно отработал эти изменения. Олег Белобоков отметил, что эти решения Правительства РФ носят политический характер, поэтому РЭК УР будет жестко следить за их исполнением. В случае нарушений будут выписываться соответствующие предписания, сведения о подобных случаях будут доводиться до высшего руководства республики.

Возможны ли последующие изменения тарифов на электроэнергию? Олег Белобоков сказал, что по итогам первого полугодия 2009 года будут проведены аналитические исследования, и, по мере необходимости, в тарифную политику будут вноситься коррективы.

## ТЕКУЩАЯ РАБОТА

Затем Правление РЭК УР приступило к текущим вопросам. Одним из самых важных вопросов этой части повестки дня стало рассмотрение порядка платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям на территории Удмуртии. Самое существенное изменение, по сравнению с соответствующими постановлениями 2006 и 2007 года, касается платы за первое технологическое присоединение потребителей – юридических лиц с мощностью до 15 кВт.

Члены Правления пришли к выводу, что документ нуждается в доработке. Окончательно вопрос будет решен на одном из следующих заседаний РЭК УР.

В ходе дальнейшей работы Правления РЭК УР были рассмотрены вопросы, связанные с тарифами на тепловую энергию, услуги по водоснабжению, водоотведению, очистке производственных сточных вод, транспортные услуги и услуги по технологическому присоединению отдельных организаций. Тарифный процесс 2009 года набирает ход.

статья подготовлена А. Попова

# Экономика и энергоресурсы

**Кризис наглядно выявляет степень эффективности работы различных секторов экономики. Насколько реальным представляется сохранение ситуации надежного обеспечения населения и экономики Удмуртии всеми видами энергоресурсов и топлива? Этой проблеме было посвящена коллегия министерства топлива, энергетики и связи УР, которая состоялась 17 февраля 2009 года.**

В работе коллегии принимали участие члены Правительства УР, руководители предприятий топливно-энергетического сектора Удмуртии, руководители контрольных и регулирующих государственных органов.

Работа коллегии открывалась выступлением министра топлива, энергетики и связи УР **Виктора Преснухина** «Об итогах работы топливно-энергетического комплекса Удмуртской Республики за 2008 год и задачах на 2009 год».

## ДОСТИЖЕНИЯ 2008 ГОДА – ЗАДАЧИ НА ПЕРСПЕКТИВУ

Год выдался, в целом, неплохим. Объем нефтедобычи предприятиями Удмуртии составил в 2008 году 10 млн 402 тыс. т. Это на 41 тыс. т больше, чем в 2007 году. На территории республики работает 15 нефтедобывающих компаний, но 98,2 % добычи приходится на две крупнейшие: «Удмуртнефть» (60,4 %) и «Белкамнефть» (37,8 %). И от работы этих предприятий во многом зависит наполняемость республиканского бюджета – свыше 20 % налоговых поступлений в консолидированный бюджет Удмуртии дает нефтедобывающий сектор (в прошлом году эта доля составила порядка 6,5 млрд. рублей). В этом секторе республиканской экономики занято свыше 14 тыс. человек.

Министр обозначил основную задачу развития нефтедобывающего сектора: стабилизация добычи черного золота на уровне порядка 10 млн т нефти в год.

О масштабах деятельности предприятий связи в Удмуртии говорит количество участников этого сектора рынка. В Удмуртии представлен 101 оператор связи. И здесь есть свои лидеры: емкость удмуртского филиала ОАО « Волга Телеком» составляет 411,5 тыс. номеров (общая емкость по республике – 473 тыс. номеров).

Мобильной телефонной связью сегодня охвачено 97,3 % населения республики. Общий объем услуг связи в прошлом году составил 5 млрд. 84 млн рублей. Рост, по сравнению с предыдущим годом, – более 14 %.

Как поработал топливно-энергетический сектор Удмуртии в 2008 году? Потребление электрической энергии в республике составило 8 млрд. 810 млн кВт/ч. Рост, по сравнению с 2007 годом, – 1,6 %. Этот показатель мог быть и больше, но «подвел» четвертый квартал, когда начали проявляться последствия кризиса. Выработка электроэнергии собственной генерацией составила в прошлом году 3 млрд. 176 млн кВт/ч, что несколько ниже показателей предыдущего года. Снижение выработки во многом связано с необходимостью проведения мероприятий технического характера. Так, ТЭЦ «ЧМЗ» снизила выработку на 83,76 млн кВт/ч из-за необходимости проведения ремонта газовой турбины.

Говоря о проблемах обеспечения топливом экономики республики, Виктор Преснухин отметил, что за последние 7 лет более, чем на 10 %, выросла доля природного газа в топливной корзине. Сыграла свою роль программа газификации республики. В 2008 году потребление газа в Удмуртии составило 3 млрд. 172 млн кубометров. Это

несколько ниже показателей предыдущего года: сказалась теплая зима и финансовый кризис.

В республике продолжается реализация программы по переходу на более дешевые виды топлива. Пока в Удмуртии остается 25 котельных, которые используют в качестве топлива нефтепродукты, 13 из них должны быть переведены на газ, еще 9 – на уголь.

Затем Виктор Преснухин обозначил основные направления деятельности министерства на 2009 год.

В их число входят: выполнение плановых показателей Программы социально-экономического развития УР на 2009 год по подразделу «Электроэнергетика»; полное и надежное обеспечение населения и экономики региона всеми видами энергоресурсов и топлива; недопущение кризисных ситуаций в энергообеспечении республики; эффективное использование ТЭР; проведение энергосберегающей политики за счет применения энергосберегающих технологий и оборудования.

## РАЗБИВКА ПО СЕКТОРАМ

Генеральный директор ООО «Удмуртрегионгаз» **Виктор Дранков** отметил, что в 2009 году предполагается поэтапный рост цен на природный газ. В 2008 году предприятие продало потребителям 6 млрд. 212 млн кубометров голубого топлива. Для снабжения газом республики предприятие использовало возможности не только «Газпрома», но и независимых поставщиков, в том числе на электронной бирже. Сегодня одной из основных проблем газового рынка является проблема неплатежей. Долги потребителей предприятию составляют свыше 400 млн рублей. Из них 107 млн рублей приходятся на бюджетную сферу и сектор ЖКХ. В структуре долга порядка 50 млн рублей неплатежей имеют срок уже более двух месяцев. В то же время, поставки «Газпрома» производятся на условиях сокращения объемов на величину неоплаченных поставок. Пока предприятие не производит отключений, а только вводит ограничения на поставки газа. Виктор Дранков отметил, что в 2009 году мероприятия по газификации Удмуртии с участием «Газпрома» будут продолжены.

Генеральный директор РОАО «Удмуртгаз» **Виктор Пластинин** в качестве одной из серьезных проблем обозначил высокий уровень изношенности внутридомового газового оборудования на территории республики. Так, 30-40 % газовых плит, находящихся в эксплуатации, уже отработали свой срок. По нормативам, техническое обслуживание такого оборудования должно проводиться 1 раз в 3 года. Если срок эксплуатации газовой плиты превышает 15 лет, ее техническое обслуживание должно проводиться каждый год. Виктор Пластинин обозначил задачу по стабилизации ситуации в 2009 году и решение этой проблемы к 2010 году. В 2008 году оплата услуг, предоставленных предприятием потребителям, составила около 98 % от плановых показателей. Говоря о проведении технического обслуживания газопроводов, докладчик обозначил проблему низкой платежеспособности муниципальных образований, поскольку в местных бюджетах не предусматриваются расходы на эти цели. Еще одна задача, стоящая перед предприятием, – введение в строй новых ГКНС, поскольку доля автотранспорта, переведенного на использование газового топлива, постоянно возрастает.

Директор филиала ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ **Валерий Коробов** в своем выступлении отметил, что максимум потребления электроэнергии в 2008 составил 1445 МВт, что превышает аналогичный показатель 2007 года. То есть резкого снижения потребления, несмотря на кризис, не отмечалось. В 2008 году проводились работы по реконструкции ряда объектов, в том числе воздушных и кабельных линий, резервных трансформаторов, устройств противоаварийной защиты. Предприятие также участвовало в реализации проектов по увеличению установленной мощности УФ ОАО «ТГК-5», по энергоснабжению ОУХО в пос. Кизнер, в строительстве подстанции «Зенитная». Проводились плановые ремонты сетевого оборудования (было выполнено порядка 5 тыс. диспетчерских заявок). Отключений потребителей по графикам аварийного ограничения режима потребления в 2008 году не проводилось. Говоря о задачах на 2009 год, Валерий Коробов сообщил, что их корректировка не предполагается. Это касается и инвестиционных программ.

Директор Удмуртского филиала ОАО «ТГК-5» **Николай Скворцов** сообщил, что основной проблемой в работе предприятия является рост дебиторской задолженности. По состоянию на 1 января 2009 года она составила 737 млн рублей. Растет и кредиторская задолженность предприятия. Руководство «ТГК-5» готовит обращение в министерство топлива, энергетики и связи УР с предложением о пересмотре условий оплаты услуг предприятия. Ситуация весьма напряженная: за последний месяц кредиторская задолженность предприятия выросла на 10 млн рублей, а возможности привлечения кредитных средств сегодня практически отсутствуют. В качестве одной из главных задач на 2009 год докладчик обозначил необходимость увеличения доли сжигания угля. В топливном балансе Удмуртии она может дойти до 17 %.

Коллегия приняла решение о том, что министерство в рамках своих полномочий должно оказывать содействие предприятиям ТЭК УР в решении проблемных вопросов.

статья подготовлена А. Попова

# Перспективы КЭС-конкурса

**В 2008 году была проведена ликвидация РАО «ЕЭС России», завершился первый этап реформы электроэнергетики страны. Дальнейший ход реформирования отрасли зависит от многих заинтересованных лиц: производителей и потребителей электроэнергии, органов государственной власти и местного самоуправления. В нашем регионе развитие электроэнергетики во многом определяется политикой компании КЭС-Холдинг. Сегодня это один из крупнейших операционных холдингов в России, который работает в 16 регионах страны, где обслуживает более 10 млн физических лиц и порядка 60 тысяч предприятий. Как видит руководство компании будущее электроэнергетики, какие меры необходимо предпринять для того, чтобы отрасль динамично развивалась и обеспечивала устойчивое состояние экономики страны?**

23 декабря 2008 года состоялась межрегиональная видеоконференция КЭС-Холдинга «Энергоэффективность – залог успешного развития». На связи с московской студией, в которой находился президент КЭС-Холдинга **Михаил Слободин**, находились 16 регионов, в которых сегодня присутствует компания. В студии в Ижевске пресс-конференцию вели генеральный директор ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» Денис Детинкин, директор филиала ОАО «ТГК-5» «Удмуртский» Дивизиона КЭС-Холдинга «Генерация Урала» Николай Скворцов и директор департамента по сбытовой деятельности ООО «Удмуртские коммунальные системы» Александр Андрианов.

## КОНКУРС

Холдинг сегодня делает ставку на повышение энергоэффективности. Одним из инструментов этой политики стал конкурс энергетического сотрудничества среди потребителей энергии, который будет проведен с февраля по апрель 2009 года. Открытие конкурса стало основным информационным поводом для проведения пресс-конференции.

Главная цель конкурса – определение и поощрение наиболее энергоэффективных потребителей тепла и электричества, поставляемых КЭС-Холдингом.

По итогам 2008 года конкурсные комиссии с участием независимых экспертов по энергоэффективности определят лучшие компании-потребители в каждом регионе присутствия холдинга по нескольким категориям потребителей. Потребители электроэнергии разделяются на следующие группы: промышленные предприятия; предприятия малого бизнеса; государственные и муниципальные предприятия, предприятия социальной сферы; предприятия сельского хозяйства; ТСЖ, управляющие компании, муниципальные предприятия ЖКХ.

Потребители тепла разделены на следующие категории: промышленные предприятия; предприятия малого бизнеса; государственные и муниципальные предприятия, предприятия социальной сферы; ТСЖ, управляющие компании, муниципальные предприятия ЖКХ.

В течение февраля–марта 2009 года подразделения энергосбытовых компаний дивизиона «Ритейл» определят 15 лучших компаний-потребителей электроэнергии в каждом

регионе для участия в конкурсе. Подразделениями дивизионов генерации «Генерация Волги», «Генерация Центра» и «Генерация Урала» с участием теплосбытовых компаний (коммунальных систем) определяются лучшие потребители тепловой энергии в 2008 году в каждом регионе (12 компаний).

Каковы критерии отбора номинантов? Это целый комплекс параметров, который включает в себя качество внедрения энергосберегающих технологий, применение совокупных систем учета и контроля энергопотребления, установку устройств АСКУЭ и АСКУТ, четкое и полное выполнение договорных условий (точность соблюдения величин потребления электроэнергии, отсутствие задолженности, своевременность и полнота оплаты). В каждой категории будут определены по три номинанта, из их числа, в конечном итоге, будет определен один победитель – обладатель приза «Энергоэффект года», а также недобросовестные потребители – «Энергетические вампиры года».

Членами конкурсных комиссий, наряду с топ-менеджерами предприятий КЭС-Холдинга, станут представители экспертного сообщества, в том числе Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) и ряд других некоммерческих и отраслевых организаций.

## ЗАЛОГ УСПЕШНОГО РАЗВИТИЯ

Михаил Слободин в своем выступлении озвучил основные принципы дальнейшего развития КЭС-Холдинга, дал характеристику современному состоянию энергетической отрасли.

С самого начала деятельности КЭС-Холдинга его стратегия опиралась на несколько базовых принципов. Первый из них – профильное, профессиональное и сфокусированное участие в электроэнергетике и производстве тепла. Второй – вертикальная интеграция, то есть присутствие во всех элементах цепочки от производства товара до его продажи конечному потребителю. Третий – четкая географическая концентрация в двух стратегических для компании территориях (Урал и Поволжье) на основе тесного сотрудничества с регионами присутствия.

Михаил Слободин отметил, что эффективность этих принципов апробирована на опыте европейских стран. Такая модель в стратегической перспективе демонстрирует устойчивость, стабильность и рост при любых кризисных явлениях.

Холдинг на протяжении всех лет своего существования осознанно инвестировал средства именно в территориальные генерирующие компании, в которые входят ТЭЦ, производящие два вида энергии. Это позволяет повысить энергетическую эффективность компании и дает возможность работать одновременно на двух рынках.

«Кризис – стимул для повышения эффективности бизнеса», – сказал Михаил Слободин.

Новая экономическая ситуация, кроме всех ее негативных проявлений, оказывает стимулирующее воздействие на отрасль. Кризис заставляет ускоренными темпами проводить необходимые преобразования. То, что генерирующие компании предполагали сделать за три года, придется сделать за год. «Мы видим возможности повысить эффективность без серьезных капитальных затрат. Это, в первую очередь, оптимизация бизнес-процессов. В 2009 году мы, в первую очередь, займемся реализацией подобных мероприятий. В течение ближайших 3-х лет мы сосредоточим усилия на административных и организационных действиях. Параллельно холдинг будет избирательно вводить и новые энергетические мощности. Лет через десять после замены неэффективных мощностей можно будет говорить о тотальной эффективности нашего бизнеса. А через 30 лет, я надеюсь, мы станем суперэффективными», – заявил Михаил Слободин.

## ЭНЕРГОЕМКОСТЬ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Как известно, Президент РФ поставил задачу по снижению энергоемкости российской экономики на 40 % к 2020 году. Насколько реально решение этой задачи?

Михаил Слободин отметил, что резерв энергоэффективности может быть распределен следующим образом: на производство энергии приходится 20 %; на распределение – 40 %; на потребление – еще 40 %. «Мы можем влиять только на первый и второй сектор. На третий (то есть на потребителей) – только косвенно. В том числе, и с помощью КПД конкурса. Конечно, необходимо строительство новых мощностей с принципиально другим кпд, но этот капиталоемкий процесс займет годы.

Компания будет принимать на стороне генерации недорогие энергоэффективные технические решения. В сфере распределения также можно проводить мероприятия, способные снизить энергоемкость на 5 – 10 %. Это изменение гидравлических режимов, оптимизация нагрузки, ремонтные работы и т.д. Но в перспективе нужно прийти к формированию современных надежных сетей, что предполагает замену всей существующей сетевой инфраструктуры при использовании современных качественных материалов. Такие сети смогут функционировать на протяжении 100 лет. Это очень серьезно и дорого. Сейчас такие проекты просто «не потянуть», но в перспективе 15 – 20 лет это вполне реально. Нам вполне по силам повышать энергоэффективность на 2 – 3 % в год. Может быть, даже на 5 – 7 %», – сказал Михаил Слободин.

Говоря о проведении конкурса, глава КЭС-Холдинга отметил, что его цель – выявление положительных и отрицательных примеров в сфере потребления электрической и тепловой энергии. Это в конечном итоге должно привести к повышению культуры потребления. «Даже такие первичные меры, как утепление дверей, экономное расходование воды в быту способны повысить эффективность потребления на 15 – 20 %», – заметил Михаил Слободин.

## ХОЛДИНГ И РЕСПУБЛИКА

Какое место в планах КЭС-Холдинга занимает Удмуртия? Глава компании заявил, что у компании сложились особые отношения с нашей республикой. Летом 2008 года между Правительством УР и КЭС-Холдингом было заключено соглашение по реализации на территории республики программы по повышению энергоэффективности отрасли.

«У нас с Удмуртией исторически сложились хорошие отношения. Мы прилагаем усилия для роста уровня «оприборивания» республики. Это должно будет нормализовать ситуацию с долгами за поставленную потребителям энергию. В 2009 году после завершения отопительного сезона мы будем представлять комплексную программу оптимизации теплового узла Ижевска. К маю нам будут известны основные параметры программы, в том числе и источники финансирования. Ижевск должен стать образцовым энергоэффективным городом. Здесь имеется все необходимое для достижения такой задачи: город достаточно компактный, есть своя генерация», – сказал Михаил Слободин.

## ТРЕВОЖНАЯ ДИНАМИКА

Выступления **Дениса Детинкина** и **Александра Андрианова** были посвящены, в основном, проблеме долгов.

Вот данные по состоянию на 1 декабря 2008 года.

Общая задолженность потребителей электроэнергии перед ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» составила 373 млн 796,3 тыс. рублей. Глубина задолженности – около 2-х недель (52,4 % от месячного начисления). Существенное увеличение дебиторской задолженности произошло в ноябре – декабре. Тревожит динамика.

По состоянию на 1 октября 2008 года задолженность потребителей перед компанией составляла 247 млн 732,8 тыс. рублей (35,9 % от стоимости электроэнергии, отпущенной потребителям в сентябре); по состоянию на 1 ноября – 296 млн 85,1 тыс. рублей (41,2 % от стоимости электроэнергии, отпущенной потребителям в октябре). В декабре объем задолженности составил уже 52,4 % от стоимости электроэнергии, отпущенной потребителям в ноябре.

Рост дебиторской задолженности в октябре составил 19,6 %, а в ноябре – 26,2 %. Для сравнения: на конец 2007 года дебиторская задолженность перед ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» составляла 296,2 млн рублей. При этом структура дебиторской задолженности сохранилась: население – 2,1 % (в 2007 году – 2,1 %); промышленность – 7 % (в 2007 году – 8,5 %); сектор ЖКХ – 71,2 % (в 2007 году – 77 %).

Наиболее интенсивно наращивают свою задолженность перед компанией предприятия сектора ЖКХ. Наибольшая задолженность образовалась у МУП г. Сарапула «Сарапульский водоканал». Аналогичная ситуация складывается и у компании ООО «Региональный энергосбытовой комплекс». Крупнейшими должниками этого предприятия выступают МУП «Ижевский водоканал» и ООО «Удмуртские коммунальные системы».

«Мы надеемся, что большая часть наших дебиторов погасит свою задолженность и войдет в 2009 год без долгов», – сказал Денис Детинкин.

Что это, проявление дежурного предновогоднего оптимизма или реальная оценка состояния дел? Будущее покажет.

статья подготовлена Л. Исаев

# Тарифная политика и инвестиции

**В условиях кризиса привлечение инвестиций становится все более сложной проблемой. И в такой ситуации продуманная государственная политика способна оказать существенную поддержку бизнесу. Особенно, если речь идет о таких проблемных отраслях, как ЖКХ и энергетика. Одним из инструментов частно-государственного партнерства в этой сфере может оказаться тарифное регулирование, направленное на повышение инвестиционной привлекательности регулируемых отраслей экономики.**

10 февраля в конференц-зале Министерства строительства, архитектуры и жилищной политики УР состоялся семинар «Тарифная политика, направленная на привлечение инвестиций в коммунальный комплекс». В работе семинара принимали участие члены Правительства УР, представители органов местного самоуправления Удмуртии, руководители предприятий коммунального комплекса республики.

Открывал работу семинара заместитель Председателя Правительства Удмуртской Республики **Ильдар Бикбулатов**. В своем приветственном слове он отметил актуальность темы семинара: от эффективности работы отрасли зависит качество жизни населения Удмуртии. В то же время, изношенность коммунальных сетей требует привлечения инвестиций на постоянной основе. Поэтому изучение современных методов реализации инвестиционных программ должно быть полезным, как для непосредственных участников хозяйственных процессов, так и для руководителей исполнительных органов власти муниципальных образований.

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ ОСНОВЫ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ

Доклад заместителя начальника управления регулирования в сфере ЖКХ ФСТ РФ **Леонида Алексеева** был посвящен новациям законодательства в сфере регулирования тарифов на услуги предприятий коммунального комплекса и порядку установления тарифов на 2010 год.

В первой части своего выступления докладчик остановился на информационных аспектах реализации тарифной политики. Сегодня в России насчитывается свыше 30 тыс. предприятий ЖКХ. В том числе: оказывающих услуги в сфере теплоснабжения – 14538; водоснабжения – 12534; водоотведения – 5824; утилизации ТБО – 1638. Для того, чтобы проводить эффективную работу с таким огромным количеством хозяйствующих субъектов, ФСТ с 2004 года приступила к реализации проекта по внедрению Единой информационно-аналитической системы (ЕИАС), что позволит эффективно анализировать собранную информацию и по результатам ее анализа оперативно принимать решения в сфере тарифной политики. Так, на основе полученных данных создаются диаграммы средневзвешенных тарифов теплоснабжающих организаций, которые позволяют увидеть структуру затрат регулируемых субъектов, диаграммы усредненных тарифов потребления тепловой энергии, диаграммы платы за коммунальные услуги для некоторых типовых семей в зависимости от площади жилых помещений, определяются усредненные структуры платы граждан за коммунальные услуги, структура затрат теплоснабжающих организаций.

Таким образом, внедрение ЕИАС дает возможность строить долгосрочные прогнозы изменения тарифов, производить расчет средневзвешенных тарифов, контролировать реализацию инвестиционных программ и отслеживать соблюдение предельных индексов органами исполнительной власти.

Какие планы могут быть реализованы благодаря использованию возможностей ЕИАС? Появляется возможность организации мгновенного мониторинга решений органов исполнительной власти субъектов федерации и муниципальных образований.

Кроме того, имеется возможность информационного обеспечения процедур раскрытия информации организациями ЖКХ и регулирующими органами.

В целом, ЕИАС формирует полную информационную базу, которая необходима для модернизации оборудования предприятиями коммунального комплекса, реализации инвестиционных программ. Поэтому ФСТ настоятельно рекомендует использовать возможности этой системы.

Следующая часть доклада была посвящена принципам тарифного регулирования в 2009 году. В целом, прирост тарифов находится в пределах от 8,3 % до 22 % (свыше 8,3 % – при наличии инвестиционных программ). Причинами роста тарифов выступают такие факторы, как рост тарифов на продукцию естественных монополий, значительный рост затрат на электроэнергию в связи с либерализацией рынка, а также поэтапное доведение ставки рабочего 1-го разряда до уровня, предусмотренного отраслевым тарифным соглашением в сфере ЖКХ. Кроме того, рост тарифов обусловлен наличием инвестиционных и производственных программ, ориентированных на реновацию отрасли, создание новой инженерной инфраструктуры; улучшением качества предоставляемых услуг.

Затем докладчик остановился на проблеме качества инвестиционных программ, которые направляются в адрес ФСТ РФ. Здесь количество пока не переходит в качество: в 2007 году было направлено 292 программы, из которых при формировании предельных индексов было учтено 160; в 2008 году направлено 1039 программ, а учтено 572; в 2009 году направлено уже 4299 программ, а учтено только 669.

Какие изменения в процесс тарифного регулирования внесены законодательством в прошлом году? 25 декабря 2008 года был принят федеральный закон № 281–ФЗ «О внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ».

Теперь Правительство РФ теперь может досрочно пересмотреть тарифы, их предельные уровни и предельные индексы их изменения в течение финансового года; предусматривается возможность установления двухставочных тарифов на тепловую энергию; из федерального закона № 210-ФЗ «Об основах регулирования организаций коммунального комплекса» исключено понятие платы за подключение к электрическим сетям и процедура установления надбавок к тарифам; внесены изменения, позволяющие обеспечить свободный доступ к информации о деятельности организаций коммунального комплекса.

Леонид Алексеев отметил, что в 2009 году двухставочные тарифы будут введены в нескольких «пилотных» регионах России по согласованию с Правительством РФ. А в 2010 году начнется процесс самостоятельного включения регионов в этот процесс. Комментируя исключение из закона понятия надбавок к тарифам, докладчик отметил, что этот инструмент сегодня практически не работает и нуждается в модернизации.

Какие задачи необходимо решить для совершенствования системы тарифного контроля? Леонид Алексеев перечислил основные направления этого процесса.

Это поэтапный переход на долгосрочное (3 года) тарифное регулирование в сфере теплоснабжения с применением метода доходности, которое будет предусматривать учет размера возврата инвестиций и доходности на инвестиционный капитал. Таким образом, будут установлены более четкие критерии тарифного регулирования. Введение двухставочных тарифов также стоит на повестке дня. Будут приниматься и меры по стимулированию процесса заключения концессионных соглашений; сегодня разрабатывается концепция развития сектора теплоснабжения. Эти вопросы сегодня прорабатываются Правительством РФ, по мере их решения в законодательство будут вноситься соответствующие изменения.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НОВОГО МЕТОДА

Выступление директора Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий (г. Москва) **Ильи Долматова** было посвящено перспективам внедрения метода экономической обоснованности инвестированного капитала (RAB-метод, от англ. regulatory asset base).

Этот метод может использоваться применительно к системе теплоснабжения, но сегодня он в большей мере адаптирован к сфере передачи электроэнергии. Докладчик отметил, что к 2011 году этот метод будет применяться

достаточно широко, поэтому анализ его применения актуален уже сегодня.

Чем отличается RAB-метод от метода экономически обоснованных расходов?

Предлагаемая методика предполагает включение в тариф трех блоков: возврат (амортизация) инвестированного капитала; доход на инвестированный капитал и средства, необходимые для покрытия иных расходов.

При определении уровня дохода на инвестированный капитал устанавливается доходность около 12 % после налогообложения. Этот показатель должен повысить инвестиционную привлекательность объекта. Норма доходности была установлена в сентябре 2008 года, с учетом кризисных явлений этот показатель может быть скорректирован. При этом требуется объективная оценка капитала, поскольку существует опасность недооценки основных фондов предприятия. Расчет возврата (амортизации) инвестированного капитала должен опираться на его срок. Метод (применительно к энергетике) предусматривает срок примерно 35 лет.

База операционных расходов (OPEX) должна устанавливаться методом экономически обоснованных расходов. Она включает в себя индексацию, расходы на вновь вводимые ОС, сохранение достигнутой экономии расходов и неподконтрольные расчеты. То есть если компания оптимизирует такие расходы, эти средства остаются ей на период регулирования. Неподконтрольные расходы учитываются прямым счетом.

Что выступает необходимыми условиями внедрения метода? Это долгосрочный период регулирования (3-5 лет); наличие долгосрочной утвержденной инвестиционной программы; использование метода сравнительной эффективности, что позволяет снизить операционные расходы. Еще одно важное условие – учет при регулировании тарифов уровня надежности и качества оказываемых услуг. Система такого учета для предприятий ЖКХ будет разработана Правительством РФ.

Затем Илья Долматов остановился на отличиях RAB-метода от существующей модели тарифообразования. Период регулирования увеличивается с одного года до 3 – 5 лет; амортизация учитывается не на основе данных бухучета, а регуляторным счетом; операционные расходы определяются не прямым счетом, а на основе индексной модели. Кроме того, традиционный метод определяет величину прибыли предприятия, как экономически обоснованную величину (это непрозрачный механизм), а RAB-метод оперирует понятием фиксированной доходности на капитал. При учете иных факторов (например, происходит изменение величины активов предприятия) сегодня используется прямой счет (также непрозрачный механизм), а новый метод опять же применяет прозрачную формулу. Поэтому внедрение новой методики имеет серьезные преимущества, но, в то же время, некоторые риски.

К преимуществам метода докладчик отнес стимулирование привлечения инвестиций, рост качества стратегического планирования, которое обеспечивается увеличением срока регулирования, а также возможность сглаживания тарифных последствий путем учета инвестиционной составляющей. Риском использования нового метода выступает необходимость регуляторного учета амортизации (налоговый риск).

Какие особенности следует учесть при установлении долгосрочных тарифов? При этом фиксируются две группы параметров. Первая группа не пересматривается в течение периода регулирования. Сюда входят базовый уровень операционных расходов, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок его возврата, уровень и качество услуг. Вторая группа включает в себя параметры, которые могут быть пересмотрены в период регулирования. Сюда относятся объем услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционных программ.

Затем докладчик остановился на порядке определения расходов предприятия при использовании нового метода.

Для учета операционных расходов определяется база на первоначальный период (первый год). Сюда входят расходы на материалы, ремонт, оплату труда и т.д. На последующие годы регулирования производится их корректировка с учетом индексов инфляции, эффективности и т.д. К числу неподконтрольных расходов метод относит налоги и сборы. В сфере теплоснабжения эта группа расходов включает в себя расходы на топливо и технологические потери тепловой энергии. А в сфере водоснабжения и водоотведения – расходы на технологические потери воды. Далее докладчик рассказал о порядке определения доходности на капитал при переходе на новый метод.

При определении величины первоначального капитала учитывается стоимость основных средств, созданная до перехода на основании независимой оценки. Для нового капитала – инвестиции без учета надбавки, тарифа на подключение, бюджетных средств.

Определение возврата первоначального капитала производится, исходя из срока использования с учетом износа на начальный период; для нового капитала – исходя из срока его использования. Доходность на капитал (в энергетике) устанавливается: для первоначального капитала на 2009 год – 6 %; на 2010 год – 9 %; на 2011 год – 12 %. В последующие годы – на уровне нового капитала. Для нового капитала метод предусматривает доходность 12 % на первый период (региональный регулирующий орган может увеличить этот показатель для повышения инвестиционной привлекательности). В последующие годы она может быть изменена. Показатель доходности капитала включает в себя также региональный коэффициент доходности.

Практика внедрения метода в «пилотных» регионах показала, что возникает необходимость корректировки тарифной выручки для ее сглаживания на трехлетний период. Требуется также корректировка с учетом исполнения инвестиционных программ, качества и надежности услуг, возможного изменения активов. При внедрении метода возникает и ряд иных проблем. Так,

необходимо определить метод первоначальной оценки капитала, нуждается в четком обосновании уровень доходности на первоначальный и новый капитал (изменение экономической конъюнктуры, ставки рефинансирования, другие объективные факторы могут повлиять на этот показатель). Кроме того, пока не отработана дифференциация норм доходности в зависимости от специфических региональных рисков, соотношения собственного и заемного капитал, иных факторов. Нуждается в проработке и система определения структуры операционных расходов и расходов из прибыли.

## ПРОГРАММНЫЙ ПОДХОД

Как грамотно разработать инвестиционную программу? Чем инвестиционные программы отличаются от программ производственных? Каковы современные нормативные требования по их разработке? Каковы типичные ошибки разработчиков инвестиционных и производственных программ?

Этим актуальным темам было посвящено выступление директора АНО «Агентство по энергосбережению УР» **Вадима Толстухина**.

Федеральный закон № 210-ФЗ от 22.12.04 содержит следующие определения. «Производственная программа организации коммунального комплекса – программа деятельности указанной организации по обеспечению производства ею товаров (оказания услуг) в сфере тепло-, водоснабжения и очистки сточных вод, утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов, которая включает мероприятия по реконструкции эксплуатируемой этой организацией системы коммунальной инфраструктуры…». «Инвестиционная программа организации коммунального комплекса по развитию системы коммунальной инфраструктуры – определяемая органами местного самоуправления для организации коммунального комплекса программа финансирования строительства и (или) модернизации системы коммунальной инфраструктуры … в целях реализации комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры».

В соответствии с законом инвестиционная программа разрабатывается на основании условий технического задания, утверждаемого главой местной администрации в соответствии с программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры, то есть программы строительства и (или) модернизации систем коммунальной инфраструктуры, которая обеспечивает развитие этих систем. Вадим Толстухин привел в качестве примера замечания к одной из инвестиционных программ, проанализированных Агентством.

1. Не на все исходные данные, используемые в расчетах в инвестиционной программе, имеются подтверждающие материалы. Например, ежегодный рост объемов производства и реализации тепловой энергии на уровне 5%, принимаемый в расчете экономической эффективности, не отображен в техническом задании на инвестиционную программу и не соответствует данным Генерального плана развития муниципального образования. В то же время, установленной мощности теплогенерирующего оборудования достаточно для покрытия потребностей муниципального образования на перспективу.

2. Расчет тарифа на присоединение выполнен в расчете на единицу отпускаемой энергии, а не на единицу присоединяемой мощности.

3. Не приведен расчет тарифных последствий реализации инвестиционной программы, являющийся одним из основных критериев оценки инвестиционной программы.

4. В программе предполагается возложить часть затрат на бюджет муниципального образования в размере более 10 % местного бюджета без подтверждения готовности муниципального образования софинансировать проект.

5. По окончании инвестиционной программы остается долг по привлекаемым кредитным ресурсам.

6. В расчете денежных потоков не учтены изменения себестоимости тепловой энергии вследствие снижения затрат на топливо, на выполнение

ремонтных работ (достигаемый экономический эффект).

7. На все время реализации инвестиционного проекта денежный поток остается отрицательным.

8. Проведенный оценочный расчет, при условии покрытия всех затрат, показал рост тарифа на 65%.

Докладчик отметил, что большинство проанализированных инвестиционных программ ОКК представляют собой не инвестиционные программы, назначением которых является развитие муниципальных образований, а производственные программы, решающие только проблемы предприятий и связанные с капремонтом и реконструкцией имеющегося оборудования.

Затем Вадим Толстухин рассказал о порядке разработки и утверждения инвестиционных программ. Он отметил, что законодательно закрепленные требования к содержанию инвестиционных программ должны быть в обязательном порядке отражены в техническом задании. В частности, в этот обязательный перечень входят цели и задачи инвестиционной программы; целевые индикаторы; период реализации; анализ существующего состояния коммунальной инфраструктуры; перечень планируемых мероприятий; расчет стоимости мероприятий; расчет экономической эффективности; источники финансирования; расчет тарифных последствий. Далее докладчик подробно остановился на этих показателях.

Говоря об источниках финансирования инвестиционных программ, Вадим Толстухин отметил, что определенные законом три таких источника не всегда могут обеспечить реализацию мероприятий в полном объеме.

В связи с этим в требованиях по разработке программы необходимо предусмотреть возможность привлечения внешних инвестиций с последующим возвратом полученных средств за счет предусмотренных законом источников финансирования. Наиболее оптимальной схемой привлечения внешних инвестиций является приобретение оборудования через лизинг.

В настоящее время Агентство по энергосбережению УР подготовило две инвестиционные программы: для «Сарапульских городских электрических сетей» и программу техперевооружения котельных г. Камбарки.

## ПРИСОЕДИНЕНИЕ И ПОДКЛЮЧЕНИЕ

Выступление первого заместителя Председателя РЭК УР **Валерия Кашина** было посвящено весьма актуальной проблеме – порядку установления платы и тарифов на технологическое присоединение к электрическим сетям и платы за подключение к сетям инженерно-технического обеспечения. Вот основные положения этого доклада.

К источникам инвестиций в развитие сетей инженерно-технического обеспечения в числе других относятся: составляющая в тарифах на услуги организаций коммунального комплекса для реализации инвестиционных (мероприятий производственных) программ; средства, учтенные в плате за технологическое присоединение (применяется исключительно в электроэнергетике); средства, являющиеся платой за подключение к сетям инженерно-технического обеспечения.

Валерий Кашин прокомментировал некоторые положения федерального закона от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса».

Одним из самых важных положений закона является разработка и исполнение программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры, включающей в себя подпрограммы по электро-, тепло-, водоснабжению и т.д.

Дело в том, что коммунальная инфраструктура серьезно изношена и процент износа у объектов некоторых организаций достигает критической отметки (например, имеются полностью амортизированные водопроводные сети и т.д.).

Поэтому возникает множество вопросов по развитию коммунальных систем, в том числе по электроснабжению. Сегодня этот вопрос усилиями РЭК решен, но в дальнейшем он может снова обостриться: требуется найти комплексное решение. Причем, идти нужно снизу вверх: от муниципального образования (района, города) на уровень республики. В конечном итоге, пути развития сетей электроснабжения должно определять Правительство республики.

При наличии утвержденных в установленном порядке программ организаций коммунального комплекса (организаций-производителей услуг) по их заявке или по заявке районных (городских) администраций в тарифы на услуги регулируемых организаций включаются составляющие, которые определяются по формуле:

$$T = Тэо + Тинв.$$

Здесь Тэо – экономически обоснованная стоимость услуги организации коммунального комплекса; Тинв – включаемая в тариф составляющая, направляемая ОКК на реализацию инвестиционных мероприятий.

Следующая часть доклада была посвящена Правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (утв. Постановлением Правительства РФ № 861).

Правила определяют порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, регламентируют процедуру присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям сетевой организации, определяют существенные условия договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, устанавливают требования к выдаче технических условий (индивидуальных) для присоединения к электрическим сетям и критерии наличия (отсутствия) технической возможности технологического присоединения.

Действие Правил распространяется на случаи присоединения впервые вводимых в эксплуатацию, ранее присоединенных реконструируемых энергопринимающих устройств, присоединенная мощность которых увеличивается; а также на случаи, при которых в отношении ранее присоединенных энергопринимающих устройств изменяются категория надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности, не влекущие пересмотр величины присоединенной мощности, но изменяющие схему внешнего электроснабжения таких энергопринимающих устройств.

Правила устанавливают следующую процедуру технологического присоединения:

а) подача заявки на технологическое

присоединение (далее – заявка) юридическим или физическим лицом (далее – заявитель), которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение, реконструкцию и увеличение мощности энергопринимающих устройств, а также изменить категорию надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности, не влекущие пересмотр (увеличение) величины присоединенной мощности, но изменяющие схему внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя;

б) заключение договора;

в) выполнение сторонами договора мероприятий, предусмотренных договором;

г) получение разрешения уполномоченного федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию объектов заявителя;

д) составление акта о технологическом присоединении и акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

Далее Валерий Кашин рассказал об основах ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (утв. Постановлением Правительства РФ № 109).

Расходы на инвестиции в расчетном периоде регулирования определяются на основе согласованных в установленном порядке инвестиционных программ (проектов) развития организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Инвестиционные программы (проекты) должны содержать перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источники финансирования капитальных вложений, а также расчет срока окупаемости капитальных вложений.

Сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, направляют в регулирующие органы исполнительной власти субъектов федерации предложения об установлении тарифов на передачу электрической энергии в рамках предельных уровней тарифов, установленных ФСТ, содержащие обоснование объемов и распределения инвестиционных затрат по источникам финансирования – доходам от оказания услуг по передаче электрической энергии и доходам от оказания услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям.

Затем Валерий Кашин познакомил участников семинара с методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям в соответствии с Приказом ФСТ РФ от 7.10.08 № 202-э/2, в том числе и при включении объектов электросетевого хозяйства в инвестиционные программы.

При наличии инвестиционной программы, утвержденной РЭК, плата определяется следующим образом:

- все потребители до 15 кВт – 5,5 МРОТ, вне зависимости от направления использования присоединяемой мощности;

- индивидуальная плата для потребителей, присоединяющих больше 10000 кВт на напряжении больше 35 кВ;

- ставка за единицу присоединяемой мощности для потребителей, присоединяющих менее 10000 кВт на напряжении меньше 35 кВ, рассчитывается по общей формуле.

В ряде случаев применяется стандартизованная тарифная ставка (например, в части расходов на строительство и реконструкцию ВЛ и КЛ).

При отсутствии инвестиционной программы, утвержденной РЭК, устанавливается полная оплата заявителем затрат, включая затраты сетевой организации на строительство объектов сетевого хозяйства (плата по индивидуальному проекту).

Таким образом, стимулируется разработка заявителями инвестиционных проектов.

В заключение докладчик рассказал участникам семинара о тарифах на подключение к сетям инженерного обеспечения (Постановление Правительства РФ от 14.07.08 № 520).

## ЭКСПЕРТИЗА ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ

Илья Долматов выступил на семинаре со вторым докладом, посвященным проблемам прохождения экспертизы инвестиционных программ в ФСТ РФ.

Докладчик обозначил цели, поэтапный порядок проведения экспертиз, указал на основные направления анализа, проводимого экспертами ФСТ.

Затем Илья Долматов познакомил участников семинара с перечнем рекомендаций по целевым индикаторам инвестиционных программ, которые должны учитываться их разработчиками.

При разработке целей инвестиционной программы, при анализе существующего состояния коммунальной инфраструктуры ФСТ рекомендует учитывать следующие показатели:

- количество аварий на 1 км сети, шт./км;

- перебои тепло- и водоснабжения, мин/год/потребитель;

- доля аварий на сетях с превышением установленного времени ликвидации аварий по отношению к общему числу аварий, %;

- соотношение способности системы водоснабжения поддерживать стабильность производства в случае непредвиденного отключения электропитания (час) и времени, необходимого на восстановление системы после отключения, %;

- соответствие качества питьевой воды и очищенных сточных вод установленным нормам в водораспределительной сети, %;

- доля канализационных стоков, подвергающихся очистке, %;

- объем экологических платежей, руб.;

- объем средств, вложенных в экологические мероприятия, руб.;

- изменение удельного расхода топлива (кг/Гкал),%;

- изменение потерь тепловой энергии, %;

- изменение себестоимости производства (руб./ед. услуг),%;

- изменение уровня потерь воды, %;

- изменение удельного расхода электроэнергии (кВт.ч./ед.услуг), %;

- износ фондов, %;

- численность работающих на 1 тыс. обслуживаемых жителей;

- выполнение объема запланированных работ по развитию системы коммунальной инфраструктуры, %;

- доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи, %;

- доля населения, претендующего на субсидии, %.

Какие типовые ошибки допускают разработчики инвестиционных программ?

ОКК заявляет в качестве источника прибыль в тарифах, но не прилагает программу использования амортизационных отчислений. Итог: размер прибыли может быть снижен ФСТ на величину амортизационных отчислений.

ОКК заявляет в качестве источника средства бюджетов, выделение которых реально не предусмотрено (в качестве «пожелания»); мероприятия, заявляемые к финансированию за счет тарифа на подключение не предусматривают подключения новых потребителей; расчетом финансовых потребностей предусматриваются средства на обслуживание займа при отсутствии программы его погашения; ОКК не расшифровывает (а зачастую и не имеет представления) то, какие это источники. Результат подобных ошибок – то, что необходимый объем финансирования программы не может быть обеспечен.

В заключение своего выступления Илья Долматов дал участникам семинара рекомендации по анализу экономической эффективности предоставляемых в ФСТ РФ проектов.

## КОНЦЕССИОННЫЕ СОГЛАШЕНИЯ – ИНСТРУМЕНТ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ

Завершал работу семинара доклад заместителя министра имущественных отношений УР **Валентины Баташовой.** Ее выступление было посвящено особенностям договоров аренды и концессионных соглашений.

В федеральный закон от 21.07.05 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях» в 2008 году были внесены изменения, которые скорректировали один из важных механизмов частно-государственного партнерства. Доклад Валентины Баташовой представлял собой развернутый комментарий к законодательным новациям.

Концессионные соглашения (далее – соглашения) могут стать одним из приоритетных направлений хозяйственной деятельности в тех случаях, когда ее объектами выступают те виды имущества, которые в период приватизации не смогли обрести эффективного собственника. Речь идет и об объектах коммунальной, транспортной инфраструктуры, энергетических объектах жилищного комплекса, которые в свое время не вошли в состав уставного капитала хозяйствующих субъектов. Впоследствии они стали объектами муниципальной собственности или вовсе остались бесхозными. В обоих случаях деятельность по их обслуживанию и модернизация стали весьма проблематичными.

Как найти выход из сложившейся ситуации, каким образом повысить инвестиционную привлекательность таких социально-значимых объектов (с сохранением их целевого назначения и обеспечением возможности государственного контроля над эффективностью их использования)? Институт аренды или передача на обслуживание таких возможностей не предоставляют. Поэтому соглашения в современных условиях – оптимальный способ решения комплекса существующих проблем.

Закон весьма обстоятельно регламентирует порядок заключения и содержание соглашения. Во-первых, нормативно закреплен перечень видов имущества, которые могут стать объектами соглашений. Кроме того, предусматривается разработка Правительством РФ типовых концессионных соглашений по различным категориям объектов. Закон устанавливает и процедуру передачи имущества по соглашению: это можно сделать только путем проведения конкурса или аукциона. Возможность заключения соглашения обставлена в законе массой условий, которые призваны защитить интересы общества и государства при передаче социально-значимых видов имущества в частные руки. Так, например, концессионер обязан проводить реконструкцию объекта в указанные соглашением сроки. В соглашении может содержаться порядок предоставления земли, на которой находится объект, в пользование концессионера. Соглашение всегда должно содержать указание на целевое назначение объекта, которое концессионер самовольно изменять не вправе. Закрепляется в документе и состав объекта, объем инвестиций, порядок изменения тарифов на условиях использования объекта. Еще один важный момент: соглашением предусматривается неустойка, которую концессионер должен будет уплатить в случае несоблюдения условий этого соглашения. Таким образом, затруднена возможность произвольного прекращения концессионером своих обязательств по эксплуатации объекта соглашения.

Закон не только отстаивает интересы государства, но и содержит гарантии прав и законных интересов концессионера. Так, если концессионер работает в регулируемой сфере, его затраты (в том числе, с учетом инвестиций) могут быть включены в тариф. Другой вариант: такой концессионер может быть освобожден от концессионной платы. Еще одна важная преференция: переданное концессионеру соглашением имущество учитывается на его балансе, что позволяет производить амортизационные отчисления. А это дополнительный источник для модернизации объекта.

Таким образом, закон в нынешней редакции соблюдает разумный баланс интересов государства и бизнеса. Валентина Баташова отметила, что сегодня в Удмуртии уже заключаются первые концессионные соглашения.

Семинар завершен. О том, что сообщения и доклады были интересны участникам мероприятия, свидетельствовала очередь у демонстрационного компьютера – руководители предприятий и муниципальные чиновники спешили сбросить на свои электронные носители полезную информацию.

статья подготовлена С. Кравченко

# Кризис и энергоэффективность

**27 февраля на территории ОАО «Мотозавод «Аксион-Холдинг» состоялось очередное заседание Совета главных энергетиков Удмуртии. Мероприятие проводилось под эгидой Промышленно- экономической ассоциации Удмуртии «Развитие». Лейтмотивом заседания стали темы энергоресурсосбережения и безопасности на предприятиях энергетического комплекса республики. Участники выслушали доклады, а затем провели обсуждение в рамках круглого стола.**

## РЕГЛАМЕНТ ПРОХОДИТ ПРОВЕРКУ

Проблемы технологического присоединения к электрическим сетям сегодня волнуют практически всех участников рынка.

Доклад **Андрея Малышева,** заместителя директора по реализации услуг филиала «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» был посвящен оценке Регламента технологического присоединения, который разработан этой сетевой компанией и сегодня проходит проверку в Правительстве Удмуртской Республики.

Как оценить качество этого документа, какими достоинствами обладает Регламент?

Каждый регион России имеет некоторые особенности, которые отражаются на практике технологического присоединения. И Регламент эти особенности учитывает. Кроме того, здесь содержатся рекомендуемые формы практически всех документов, которые необходимо оформлять в рамках присоединения (договоры между сетевыми организациями, акты разграничения ответственности и т.д.). Разработка регламента актуальна сегодня, как никогда.

Дело в том, что вопросы технологического присоединения фактически не регламентируются действующим Градостроительным кодексом РФ. Арбитражная практика относит их к сфере действия Правил технологического присоединения, а между этими нормативными актами имеются серьезные разночтения. Докладчик

рекомендовал собравшимся руководствоваться в своих действиях именно Правилами, а также скрупулезно выполнять все требования РЭК Удмуртской Республики.. Так, при разработке индивидуальных тарифов на технологическое присоединение предприятие должно провести согласования именно в регулирующем органе.

## АТТЕСТАЦИЯ РУКОВОДИТЕЛЕЙ

Выступление **Вячеслава Каляпина,** начальника Управления Ростехнадзора по Удмуртской Республике, было посвящено проблемам, связанным с порядком аттестации персонала и порядком допуска в эксплуатацию электроустановок.

В Госдуму РФ в конце прошлого года был внесен проект закона о технических регламентах. Этим нормативным актом будут введены

в действие три регламента: «О безопасности электростанций и электрических сетей», «О безопасности электрических установок» и «О безопасности низковольтного оборудования». На каждом предприятии в связи с вступлением в силу этих документов придется провести идентификацию объектов на предмет принадлежности к сфере действия того или иного регламента.

Докладчик порекомендовал собравшимся приступить к изучении проектов регламентов уже сейчас. Затем Вячеслав Каляпин обратил внимание участников заседания на специфику терминологии, которая используется в Градостроительном кодексе РФ (именно этим законом определяются сегодня процедуры ввода в эксплуатацию электроустановок в полном объеме). Проведение уведомительных и согласительных процедур при вводе установок требуется не только при строительстве, но и при реконструкции, а также капитальном ремонте объектов. Организации, которые не учли этого нюанса и не уведомили контролирующие органы о вводе установок при реконструкции и капремонте, уже подвергнуты серьезным штрафам (от полумиллиона рублей).

А такого понятия, как «техническое перевооружение», Градостроительный кодекс не содержит. Поэтому использовать его в официальных документах не рекомендуется.

Следующая часть выступления была посвящена вопросам аттестации персонала. Он обратил внимание участников заседания на то, что целью аттестации является только допуск к работе с электроустановками тех лиц, которые непосредственно с ними работают или дают оперативные указания по их эксплуатации. Должен ли руководитель предприятия получать соответствующую группу допуска?

Докладчик сообщил собравшимся, что Приказом Министерства юстиции РФ установлена ответственность руководителя за состояние энергобезопасности на предприятии независимо от наличия или отсутствия у него группы допуска. Теперь руководители предприятий должны будут раз в пять лет проходить соответствующую аттестацию по организации безопасной работы.

Руководителей при этом будут проверять и на предмет знакомства с нормативными актами, которые устанавливают требования по безопасной работе энергетического хозяйства предприятия.

Это сообщение вызвало бурную реакцию участников мероприятия. Кого следует понимать под «руководителем»? «При ответе на этот вопрос мы будем исходить из функциональных обязанностей конкретного лица», – сказал докладчик.

Какие меры ответственности предусмотрены для тех руководителей, которые не пройдут аттестацию? «Мы будем выходить на собственников предприятия с настоятельной рекомендацией отстранить такого руководителя от должности», – прозвучал ответ.

Разумно ли требовать прохождения аттестации руководителями тех предприятий, для которых потребление и распределение электрической энергии является вспомогательным видом деятельности?

«Мы исходим из того, что руководитель любого предприятия несет ответственность за безопасность», – озвучил официальную точку зрения Вячеслав Каляпин.

В заключение своего выступления представитель Ростехнадзора обратил внимание участников заседания на то, что сегодня законодательно закреплено понятие «опасные производственные объекты». Перечень таких объектов закреплен нормативно, а предприятия должны проводить идентификацию, регистрацию и страхование таких объектов. Нарушителям грозят очень серьезные штрафы.

## ДОСТОИНСТВА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

**Михаил Вершинин,** директор ЗАО «Теплоэффект», в своем выступлении познакомил участников мероприятия с достоинствами диспетчеризации объектов теплоснабжения. Предприятие поставляет на рынок пластинчатые теплообменники, которые неплохо зарекомендовали себя на практике. Но максимально эффективное использование такого оборудования возможно только в рамках автоматической системы ЦТП, оснащенной системой диспетчеризации. Докладчик рассказал об опыте работы такой ЦТП, установленной его предприятием в Московской области. Именно данные, которые были получены на диспетчерском пункте (а затем проанализированы) позволили выявить причину выхода из строя оборудования. Другими методами эти причины выявить не удавалось. Какие задачи могут быть решены с применением системы диспетчеризации?

Автоматизация: энергосбережение за счет управления процессами и установками по оптимальным алгоритмам.

Безопасность эксплуатации: достижение необходимого уровня безопасности за счет

реализации функций защит, а также передачи диспетчеру предупредительных и аварийных сигналов.

Мониторинг состояния оборудования: сокращение расходов на ремонт оборудования, а также сроков ремонта за счет дистанционной (через Интернет) наладки, пуска, диагностики и сервисного обслуживания.

Сбор и учет информации о потреблении ресурсов: возможность планирования и контроля расхода и производства энергоресурсов, экономически обоснованного формирования тарифов на коммунальные услуги.

Оперативное управление: энергосбережение за счет возможности дистанционного оперативного изменения программ, графиков, а также корректировки параметров технологических процессов.

Дистанционное управление: сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание за счет уменьшения количества ремонтных бригад и повышения их оперативности.

Технический аудит: обнаружение источников потерь и их сокращение вследствие своевременного принятия управленческих решений.

Михаил Вершинин отметил, что на одном из последних объектов, который был оснащен системой диспетчеризации, удалось добиться экономии энергоресурсов более чем на 40 %. Только энергоаудит может дать еще больший энергосберегающий эффект.

## МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ

Заведующий лабораторией энергосбережения УдГУ **Александр Рубиновский** посвятил свое выступление методикам снижения фактических потерь в тепловых сетях через тепловую изоляцию в трубопроводах.

Порядок расчета потерь регламентируется следующими документами:

1. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения МДК 4-03.2001.

2. Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (утв. Приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 4 октября 2005 г. N 265).

При расчете нормативных потерь не учитывается реальное потокораспределение в сети и связанное с ним поле температур. При расчете нормативных потерь считается, что температура

теплоносителя постоянна по всей протяженности тепловой сети, то есть не учитывается снижение температурного напора из-за остывания теплоносителя в процессе движения по трубопроводам. Практика показывает, что нормативные потери, рассчитанные по МДК 4-03.2001, на 3% выше, чем потери в сети с нормативным состоянием изоляции, с учетом потокораспределения и остывания теплоносителя.

Основой для разработки нормативных показателей тепловых потерь для тепловых сетей являются их тепловые испытания специализированными организациями на основании следующих нормативных актов:

- Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях РД 34.09.255-97.

- Методические указания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях: МУ 34-70-080-84 (М.: СПО Союзтехэнерго, 1985).

При этом расчетными методами допускается определение тепловых потерь в системах теплоснабжения тепловой мощностью до 6 Гкал/ч; для систем теплоснабжения большей мощности расчетные методы могут быть использованы до проведения испытаний на срок не более двух лет.

Нормативный документ (РД 34.09.255–97 «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях») регламентирует порядок определения полных потерь, как через теплоизоляцию теплопроводов, так и

за счет утечек теплоносителя. Метод определения полных потерь базируется на создании циркуляционного кольца («петли»), что требует при проведении измерений на конкретном участке тепловой сети отсоединения от циркуляционного кольца всех ответвлений и отдельных абонентов. Это обстоятельство существенно затрудняет применение данной методики, особенно в отопительный период, когда оно становится практически невыполнимым. Циркуляционное кольцо состоит из ряда последовательно соединенных участков, различающихся, как правило, типом прокладки и конструкцией изоляции, а также диаметром трубопроводов.

Рекомендуется проводить испытания на циркуляционном кольце, которое включает в себя основную магистраль тепловой сети, состоящую из труб наибольшего диаметра и максимальной протяженности от источника тепла. В конечный участок циркуляционного кольца могут быть включены участки распределительной (квартальной) сети. Все ответвления и отдельные абоненты, присоединенные к циркуляционному кольцу, на время испытаний отсоединяются от него.

Циркуляция воды в испытываемом кольце создается насосом небольшой подачи, в качестве которого может быть использован летний сетевой насос или другое оборудование источника тепла.

В качестве водоподогревательного оборудования при испытаниях должны использоваться теплообменники, обеспечивающие тепловую мощность, соответствующую расчетным потерям тепловой энергии в циркуляционном кольце, а также возможность поддержания заданной расчетной температуры на выходе из источника при относительно небольшом расходе воды при испытаниях.

На конечном участке испытываемого кольца для перепуска воды из подающей линии в обратную устанавливается циркуляционная перемычка, рассчитанная на потери напора в ней 1-2 м. Для перепуска воды из подающей линии в обратную могут быть использованы также элеваторные перемычки вводов, расположенных за конечным участком испытываемого кольца. Сопла элеваторов при этом должны быть удалены.

Затем докладчик познакомил участников совещания с альтернативной методикой определения тепловых потерь.

ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» совместно с ГУ «Петербургтосэнергонадзор» разработана «Методика определения тепловых потерь через изоляцию теплопроводов».

В отличие от РД 34.09.255–97 эта методика измерений тепловых потерь через изоляцию теплопроводов позволяет проводить измерения без отключения других, не интересующих в данный момент абонентов. Проведение испытаний тепловых сетей предусматривает определение величины линейной плотности теплового потока QL (Вт/м), равной потерям тепловой энергии с одного метра тепловой изоляции по длине теплопровода, для характерных участков и аномальных зон. Полные фактические тепловые потери в испытуемой теплосети определяются, как сумма потерь на характерных участках и аномальных зонах.

Оценка состояния тепловой изоляции теплопроводов производится на основании расчета коэффициента к.ф.н., равного отношению фактических среднегодовых к нормативным значениям потерь тепловой энергии через изоляцию теплопроводов. Для расчета нормативных значений потерь тепловой энергии через изоляцию теплопроводов используются требования СНиП 2.04.14–88* или других нормативных документов.

Оценить фактические тепловые потери можно также и по результатам теплогидравлических расчетов тепловых сетей. В этих расчетах учитывается фактическое состояние тепловой изоляции, которое определяется в результате тепловизионного обследования.

В результате тепловизионного обследования выявляются дефекты тепловой изоляции и техническое состояние характерных участков тепловой сети. На основании этих данных определяются поправочные коэффициенты. Выявляются также дефекты тепловой изоляции. Их можно разделить на две группы:

1. Локальные дефекты. Подобные дефекты связаны с отсутствием или разрушением покровного и основного слоев тепловой изоляции.

2. Дефекты, распространенные по всей длине трубопровода. Такие дефекты связаны с уплотнением изоляции сверху трубопровода и обвисанием снизу, а также частичным разрушением или увлажнением теплоизоляции.

Александр Рубиновский отметил, что новая методика уже прошла успешную проверку на практике.

Каждый доклад вызвал массу вопросов участников совещания. Многие присутствующие высказали пожелание: информация о подобных мероприятиях должна более доступной для всех заинтересованных лиц.

статья подготовлена А. Мамонтова

# Экологическая стратегия «Удмуртэнерго»

**В рамках интегрированной системы менеджмента филиал «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» продолжает внедрение международного стандарта ISO 14001:2004 «Система экологического менеджмента» (СЭМ). Стоит отметить, что вопросы экологической безопасности всегда были в числе самых приоритетных у сетевой организации. Поэтому проводимые мероприятия в очередной раз подтверждают ориентированность «Удмуртэнерго» на создание и эксплуатацию надежных распределительных сетей для транспортировки электрической энергии. О том, как проводится эта работа, рассказывает ведущий инженер по экологии службы технической эксплуатации филиала «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» Светлана Колчина.**

**- Светлана Борисовна, сегодня филиал «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» активно занимается внедрением системы экологического менеджмента на базе международного стандарта ISO 14001. Чем продиктована необходимость такой работы?**

- Проблемы экологии сегодня очень остры и актуальны во всем мире. Для нашей организации сертификация стандарта серии ISO 14001 – закономерное продолжение деятельности по совершенствованию экологической безопасности. Несмотря на устойчивость организации и качество предоставляемых ею услуг, а также на большую работу в области природоохранной деятельности и обеспечения заботы о здоровье персонала, мы считаем необходимым заимствование и внедрение передового зарубежного опыта, который заложен в международных стандартах, так как одной из важнейших задач филиала является сохранение благополучной экологической обстановки в районах Удмуртии, где расположены энергообъекты.

**- Что же представляет собой экологический менеджмент. Какова цель его внедрения в электроэнергетике?**

- Экологический менеджмент представляет собой специальную область управления, заключающуюся в регулировании сознательного воздействия человека на природные процессы. В его сферу входят вопросы, связанные с охраной окружающей среды на предприятии: будь то мониторинг или планирование управления экологической безопасностью. Для «Удмуртэнерго» внедрение системы экологического менеджмента – это устойчивое обеспечение спроса потребителей на электрическую энергию на основе надежного, безопасного и экологичного энергоснабжения с минимальными нагрузками на природные ресурсы.

**- Какие требования содержит международный стандарт ISO 14001:2004?**

- В основе требований стандарта лежит открытый цикл «план – осуществление – проверка – пересмотр плана». То есть организация должна выработать программу экологического менеджмента и экологической политики. Должен выполняться ряд требований по непрерывному обучению персонала, а также по подготовке к нештатным ситуациям.

Организация должна осуществлять мониторинг основных параметров той деятельности, которая оказывает существенное воздействие на окружающую среду. Затем должен проводиться периодический аудит системы с точки зрения ее эффективности. Важными аспектами системы является также взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами и территориальными природоохранными органами и органами технического надзора, предоставление им соответствующей информации о деятельности организации в области охраны окружающей среды и промышленной безопасности, сотрудничество в вопросах действующих и разработки новых законодательных и нормативных актов по охране окружающей среды.

**- Каких изменений в деятельности организации Вы ждете после получения сертификата? Возможно ли уже сейчас оценить выгоду его применения?**

- Стандарт ISO 14001:2004 предназначен для обеспечения организации элементами результативной системы экологического менеджмента. Внедрение ведется на всех уровнях: от Управления филиала «Удмуртэнерго» и производственных отделений – до районов электрических сетей. Причем, экологическое направление деятельности будет интегрировано с менеджментом качества (ISO 9001:2000), менеджментом профессиональной безопасности и здоровья (18001:2007). Интеграция системы экологического менеджмента в общую систему управления организацией имеет очень большое значение, поскольку фактор окружающей среды – один из важнейших внешних факторов, оказывающих влияние на предприятие, и без взаимодействия с другими системами управления не будет эффективным.

Получив сертификат ISO 14001, мы всегда будем в курсе требований рынка и сможем оперативно на них реагировать, улучшая свою продукцию и услуги. Это повысит престиж и авторитет предприятия в области выполнения природоохран¬ных требований, позволит эффективно управлять экологическими рисками и возможностями. Кроме того, подтвержденная сертификатом ISO 14000 социальная ответственность предприятия, - признак его надежности и стабильности.

Получение сертификата – не завершение работы, а только начало. Главная задача всех систем менеджмента – постоянное улучшение, а, значит, нам придется работать вдвойне. Наблюдательный аудит потребует от нас внедрения новых ресурсосберегающих технологий, идеального порядка в системе документации, выполнения экологических требований и многое другое.

**- Использование системы экологического менеджмента приводит не только к изменению имеющихся процессов, но и к появлению новых. Появились уже какие-то инновации в деятельности «Удмуртэнерго»?**

- У нас есть перспективные планы развития системы экологического менеджмента, что подразумевает дальнейший поиск наиболее оптимальных и эффективных вариантов управления.

**- Как Вы оцениваете начальные этапы реализации внедрения экологического менеджмента в «Удмуртэнерго»? Над чем Вы сейчас работаете?**

- Какие-то выводы делать пока рано, но прогнозировать успешное развитие, думаю, можно. О том, что мы на правильном пути, свидетельствуют хорошие результаты оценочного аудита, проведенного в начале февраля. В настоящее время специалисты компании прошли соответствующее обучение требованиям международных стандартов, утверждена Политика в области качества, профессионального здоровья, безопасности труда и охраны окружающей среды. Подготовлены краткосрочные и долгосрочные программы, планы развития «Удмуртэнерго»», в соответствии с которыми проводятся такие мероприятия, как модернизация электрооборудования в соответствии с современными экологическими требованиями, контроль за соблюдением экологических норм подрядными организациями и обеспечение безопасного обращения с отходами производства и много другое. В ближайшее время мы перейдем к самому сложному этапу – практическому применению разработанной системы. Ориентировочно, в конце года будет проведен сертификационный аудит и оценены итоги внедрения системы управления. Идет осознание того, что система экологического менеджмента необходима и может изменить ситуацию к лучшему.

**- Не повлияет ли мировой финансовый кризис на объем финансирования и сроки реализации проекта?**

- Мы не ожидаем негативных последствий на нашу работу по внедрению международного стандарта ISO 14001:2004 в связи с экономическим кризисом. В настоящее время все идет строго по плану.

статья подготовлена

**Н. Лаверов,**
вице-президент РАН;
А. Дмитриевский,
директор Института проблем нефти и газа РАН;
В. Высоцкий, заместитель генерального директора ВНИИ «Зарубежгеология»

# Мировые нефтегазовые ресурсы

**В последние 30 лет оценки мировых ресурсов природных углеводородов на систематической основе проводились двумя организациями – ВНИИ «Зарубежгеологией» и Геологической службой США.**

По последним данным ВНИИ «Зарубежгеологии», текущие разведанные запасы оцениваются в 188,6 млрд. т нефти и 179,4 трлн м$^3$ газа (рисунок 1). На начало 2008 года мировые (извлекаемые из недр при современном технологическом уровне) ресурсы нефти составляют 554,7 млрд. т, а газа – 634,3 трлн м$^3$, накопленная добыча нефти составила 153 млрд. т, а газа – 104,6 трлн м$^3$.

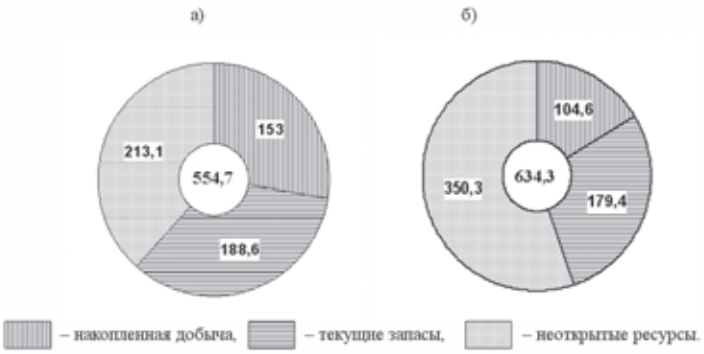



Рисунок 1. Структура извлекаемых ресурсов нефти (а) и газа (б).

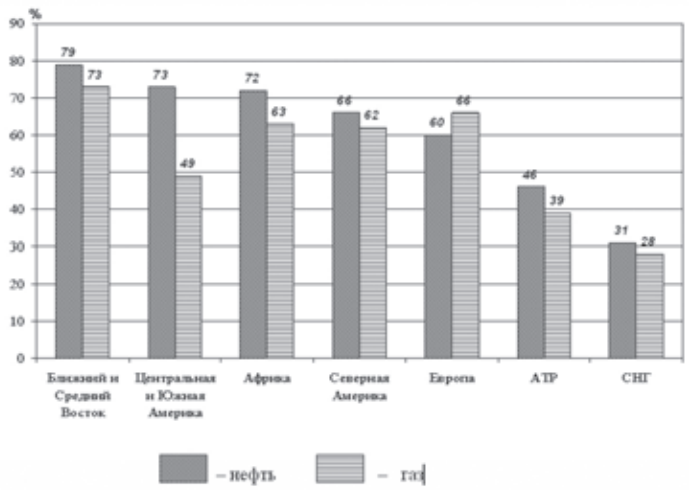



Рисунок 2. Разведанность ресурсов нефти и газа по регионам.

В целом, по миру степень разведанности ресурсов (отношение начальных разведанных запасов к начальным ресурсам) нефти составляет 62 %, а газа – 45 %. Наиболее разведаны ресурсы нефти и газа на Ближнем и Среднем Востоке, наименее – в странах СНГ (рисунок 2).

Доказанные запасы нефти вместе с газоконденсатными жидкостями (ГКЖ) в мире на начало 2008 года составили 188,6 млрд. т, что лишь на 0,6 % больше, чем на начало предыдущего года. Однако, по сравнению с уровнем запасов на начало последнего десятилетия XX века (1991 год), они вы-росли на 37 % с учетом запасов «синтетической» нефти и на 20 % – без их учета.

Запасы нефти вместе с ГКЖ за минувший год несколько увеличились в Латинской Америке (+4,9 %), в Южной и Юго-Восточной Азии (+5,4 %) и на Ближнем и Среднем Востоке (+0,7 %). Снижение запасов произошло в Европе (-2,4 %), и в Северной Америке (-1,7 %). В остальных регионах они остались на уровне предыдущего года.

По группам стран доказанные запасы нефти на начало 2008 года распределяются следующим образом: 72,5 % нефти сосредоточено в странах – членах ОПЕК, промышленно развитым странам принадлежит 15,9 % запасов нефти зарубежных стран, странам с плановой и переходной экономикой – 5,6 % (без России, запасы и ресурсы нефти в России являются государственной тайной). Доля прочих развивающихся стран в мировых запасах нефти составляет 6,0 %.

Среди географических регионов по запасам нефти лидирует Ближний и Средний Восток – 58,2 % мировых. Доля стран Северной Америки составляет 14,8 %, Латинской Америки – 10,0 %, Африки – 8,8 %, СНГ (без России) – 4,1 %, Южной и Юго-Восточной Азии –1,6 %, Европы с Балтией – 1,1 %, Центральной Азии и Дальнего Востока – 1,2 %, Австралии и Океании – 0,2 %.

Среди отдельных стран (без России) наибольшими запасами обладают шесть стран – членов ОПЕК (52,8 %), в том числе: Саудовская Аравия – 37,9 млрд. т (20,2 % мировых запасов), Иран – 23,0 млрд. т (12,2 %), Ирак – 15,5 млрд. т (8,2 %), Кувейт – 14,3 млрд. т (7,6 %) и ОАЭ – 14,0 млрд. т (7,5 %), а также Венесуэла – 13,4 млрд. т (7,1 %) (рисунок 3).

В Канаде запасы нефти на начало 2008 года оцениваются в 24,1 млрд т, причем только 0,72 млрд т являются запасами «обычной» нефти и газоконденсатных жидкостей, остальное – расчетные запасы «синтетической» нефти, которая может быть получена из битуминозных песчаников.

Мировые доказанные запасы газа на начало 2008 года составляют 179,4 трлн м$^3$. По сравнению с уровнем 1991 года (133,8 трлн м$^3$), оценки выросли на одну треть, но по сравнению с началом 2007 года, в целом по миру, они остались без изменения. Увеличение запасов газа (суммарно на 0,85 трлн м$^3$) произошло в Северной и Латинской Америке, в Южной и Юго-Восточной Азии. В остальных регионах они сохранились на уровне предыдущего года или несколько снизились. Наиболее значительное сокращение запасов (на 2,2 %) произошло в Европе.

Половина доказанных запасов газа сосредоточена в странах – членах ОПЕК. Странам с плановой и переходной экономикой принадлежат 34,8 % мировых запасов газа. На долю промышленно развитых стран приходится 7,5 %, прочих развивающихся стран – 7,7 %.

Среди географических регионов на первом месте в мире находится Ближний и Средний Восток – 40,6 %. Второе место принадлежит СНГ – 33,1 %, далее следуют: Россия – 26 %, Африка – 7,9 %, Южная и Юго-Восточная Азия – 4,9 %, Латинская Америка – 4,4 %, Северная Америка – 4,5 %, Европа (с Балтией) – 2,7 %, Центральная Азия и Дальний Восток – 1,3 %, Австралия и Океания – 0,6 %.

Более половины (56 %) мировых запасов природного газа сосредоточено в недрах трех стран – России (47,8 трлн м$^3$), Ирана (26,8 трлн м$^3$) и Катара (25,8 трлн м$^3$), а всего на долю 16 стран, обладающих запасами более 2 трлн м$^3$, приходится более 86 % мирового газа (рисунок 4).

## ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

В 2007 году мировая добыча нефти и газоконденсатных жидкостей составила 4062 млн т, что лишь на 0,2 % больше, чем в 2006 году, и на 26,6 % выше, чем в начале 90-х годов XX века. Среднегодовой прирост добычи в течение 1990–2007 годов составил 1,6 %.

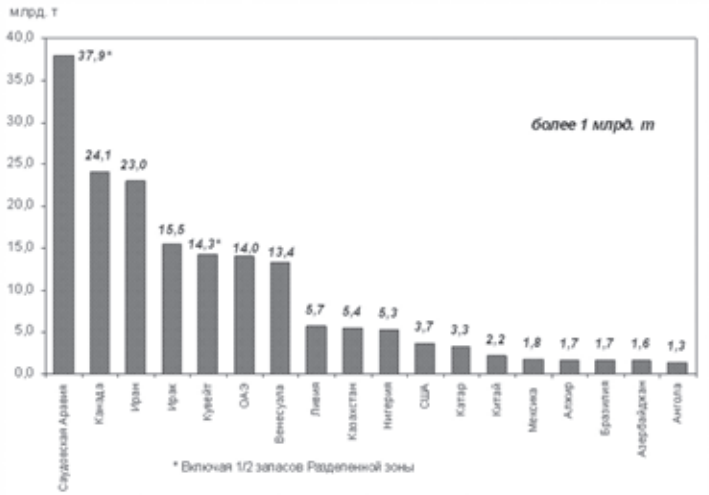



Рисунок 3. Доказанные запасы нефти в основных нефтедобывающих странах на начало 2008 года.

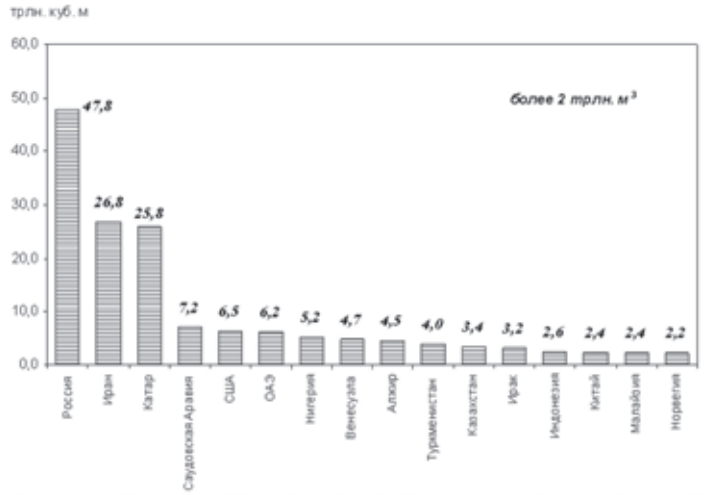



Рисунок 4. Доказанные запасы газа в основных газодобывающих странах в начале 2008 года.

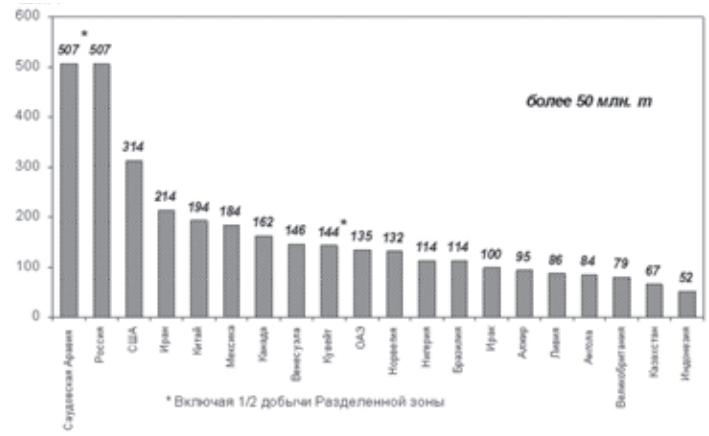



Рисунок 5. Добыча нефти в основных нефтедобывающих странах в 2007 году.

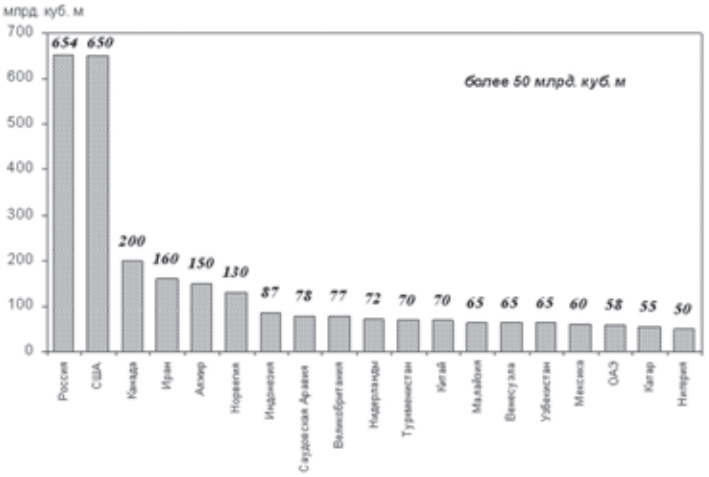



Рисунок 6. Добыча газа (общая) в основных газодобывающих странах в 2007 году.

В 2007 году рост добычи произошел в большинстве регионов, в том числе в СНГ (+4,9 % – до 638 млн т), где она выросла в России и Азербайджане, в Центральной Азии и на Дальнем Востоке (+5,4 % – до 195 млн т), в связи с продолжающимся увеличением добычи в Китае, а также в Африке (+1,4 % – до 497 млн т). Почти на уровне предыдущего года сохранилась добыча нефти в Северной Америке (476 млн т), Австралии и Океании (40 млн т). Снижение добычи произошло в трех регионах: Европе (-3,6 % – до 251 млн т), в Латинской Америке (-2,0 % – до 560 млн т) и в Южной и Юго-Восточной Азии (-2,2 % – до 174 млн т).

Из общего количества добытых жидких углеводородов 12,5 % (506 млн т) составляют жидкости, извлеченные из попутного и свободного газа (ГКЖ). В ряде стран доля ГКЖ в общей добыче нефти достигает значительной величины: в Алжире – 34 %, США – 26,7 %, Австралии – 38 %, Индонезии – 22,5 %.

На долю развивающихся стран приходится более 60 % нефти, добытой в мире в 2007 году, в том числе стран – членов ОПЕК – 42,4 %, промышленно развитых – 18,7 %, а стран с плановой и переходной экономикой – 21,2 %.

В распределении добычи по географическим регионам в 2007 году, по сравнению с 2006, не произошло существенных изменений: более 30 % мировой нефти было добыто на Ближнем и Среднем Востоке, далее следуют страны СНГ (15,7 %), Латинская и Северная Америка (13,8 % и 11,7 %), Африка (12,2 %) и Европа (6,2 %). Удельный вес прочих регионов в мировой добыче нефти незначителен: Южная и Юго-Восточная Азия, Центральная Азия и Дальний Восток – 4,3 % и 4,8 %, Австралия и Океания – 1,0 %.

В 2007 году добыча нефти осуществлялась в 96 странах. Более всего нефти добыли две страны – Саудовская Аравия и Россия – по 507 млн т. В США добыча составила 314 млн т, в Иране – 214 млн т, в Китае – более 190 млн т, в Норвегии, Мексике, Венесуэле, Канаде, ОАЭ, Нигерии, Кувейте, Бразилии и Ираке извлечено из недр от 100 до 184 млн т нефти. Еще шесть стран добыли в 2007 году более 50 млн т нефти. Всего на долю этих двадцати стран пришлось 84,4 % мировой добычи нефти (рисунок 5).

Наряду с добычей «обычной» нефти в двух странах – Канаде и Венесуэле осуществляется производство «синтетической» нефти из битуминозных песчаников. В Канаде ее удельный вес в общей добыче жидких углеводородов в 2007 году составил 34 % (55,0 млн т). В Венесуэле производст-во началось в 2002 году в объеме около 2,5 млн т. В настоящее время на долю, так называемой «тяжелой» нефти приходится около одной пятой части добываемых в стране жидких углеводородов (30 млн т).

В динамике добычи в основных мировых производителях нефти за период с 1950 по 2007 годы наблюдаются значительные колебания, зависящие как от геолого-экономических, так и политико-экономических факторов. В странах – членах ОПЕК (Саудовская Аравия, Кувейт, ОАЭ, Иран, Венесуэла, Нигерия) максимальная добыча нефти была достигнута между 1970 и 1980 годами, после чего в середине 1980-х годов произошло ее снижение до минимального уровня в связи со «вторым нефтяным кризисом», во время которого резко упал мировой спрос на нефть. В Иране, кроме того, падение добычи в 1980 году связано с ирано-иракским конфликтом.

В США, после достижения в 1970 году пика, добыча постепенно снижается в результате истощения доказанных запасов и сдерживания ее с целью сохранения собственных ресурсов.

В России падение добычи в 90-е годы, связанное с ее внутриполитическими событиями, после 2000 года сменилось новым подъемом.

В остальных странах, кроме Великобритании и Норвегии, в которых в настоящее время началось снижение добычи в результате истощения разрабатываемых месторождений, добыча нефти постепенно растет. В Канаде этот рост обеспечивается расширением производства нефти из битуминозных песчаников.

Современная степень обеспеченности добычи нефти текущими запасами в мире в целом без нефти из битуминозных песчаников составляет 40 лет, с учетом этой нефти – 46 лет, однако она

колеблется, как по группам стран, так и по географическим регионам. В промышленно развитых странах этот показатель находится на уровне 40 лет с учетом запасов и добычи «синтетической» нефти в Канаде и 9 лет без нее. В развивающихся странах он составляет 60 лет, достигая в странах – членах ОПЕК 79 лет. В странах с плановой и переходной экономикой (без России) добыча нефти обеспечена запасами на 30 лет.

Среди географических регионов обеспеченность добычи нефти запасами максимальна на Ближнем и Среднем Востоке – 89 лет, в том числе в Ираке она составляет 155 лет, в Иране – 107 лет, а в Кувейте – 99 лет. На втором месте по обеспеченности добычи запасами стоят страны СНГ (без России) – 59 лет. По остальным регионам в убывающей последовательности наблюдается следующая картина: Северная Америка – 58 лет с «синтетической» нефтью и 10 лет без нее, Латинская Америка и Африка – 33 года, Южная и Юго-Восточная Азия – 17 лет, Центральная Азия и Дальний Восток – 12 лет, занимающие последнее место Европа, Австралия и Океания – 7–8 лет.

В 2007 году добыча газа производилась в 96 странах. Помимо США и России, добыча газа в которых составила более 650 млрд. м$^3$, еще 4 страны (Канада, Алжир, Иран и Норвегия) добыли более 100 млрд. м$^3$, а 13 стран (Великобритания, Индонезия, Нидерланды, Венесуэла, ОАЭ, Саудовская Аравия, Узбекистан, Туркменистан, Малайзия, Мексика, Китай, Катар, Нигерия) – от 50 до 100 млрд. м$^3$ газа (рисунок 6). На долю этих 19 стран пришлось 81,6 % мировой добычи газа. По сравнению с предыдущим годом общая добыча не изменилась, а товарная выросла на 0,4 %, составив, соответственно, 3451 млрд. м$^3$ и 2794 млрд. м$^3$.

В большинстве стран, в которых добыча газа к 2007 году достигла наиболее высокого уровня (более 50 млрд. м$^3$), ее развитие, начиная с середины XX века, происходило по восходящей линии. Однако ряд стран имеет в динамике добычи газа некоторые особенности. В США наблюдаются два пика добычи – в 1970 году и после 2000 года, когда она превысила 670 млрд. м$^3$. Снижение добычи газа в промежуточном периоде связано со снижением уровня доказанных запасов, а возобновление роста добычи обязано вовлечению в разработку морских месторождений газа в Мексиканском заливе, а также началу использования альтернативных источников газа (метан угольных пластов, газ глубоко залегающих отложений).

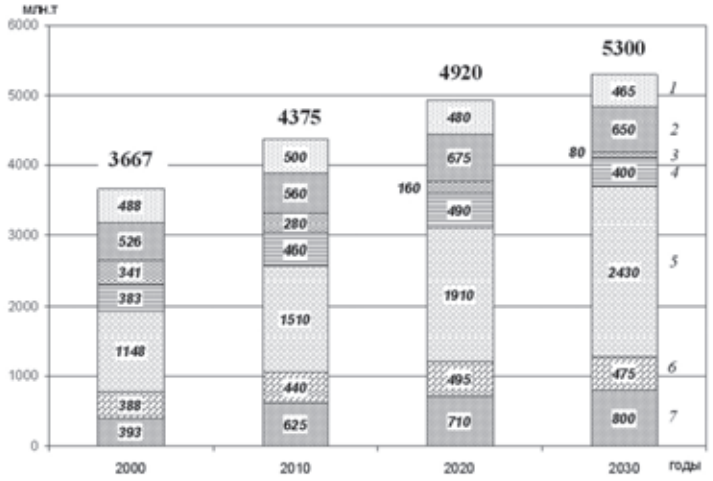



Рисунок 7. Прогноз добычи нефти по географическим регионам в 2010–2030 годах. 1 – Северная Америка, 2 – Латинская Америка, 3 – Европа, 4 – Африка, 5 – Ближний и Средний Восток, 6 – Азиатско-Тихоокеанский регион, 7 – СНГ.

В России максимальный уровень добычи газа был достигнут в конце 80-х годов. После падения добычи газа в 90-е годы в 2001 рост возобновился, однако высшая точка еще не достигнута.

В Нидерландах максимум добычи газа относится к 1975 году, когда интенсивно эксплуатировался газовый гигант Гронинген. В последующие годы страна придерживалась политики ограничения извлечения газа из этого месторождения, и добыча газа в стране в целом не превышала 80 млрд. м$^3$ в год.

Поскольку в Саудовской Аравии и Венесуэле добывается, в основном, попутный газ, изменения в добыче газа в отдельные годы связаны с колебаниями добычи нефти.

Обеспеченность добычи газа доказанными запасами составляет в мире 52 года. В промышленно развитых странах этот показатель находится на уровне 11 лет, в развивающихся – 103 года, достигая в странах – членах ОПЕК 120 лет. В странах с плановой и переходной экономикой добыча газа обеспечена запасами на 66 лет.

Среди регионов мира максимальная обеспеченность запасами газа имеет место на Ближнем и Среднем Востоке –169 лет. Здесь же располагаются страны, где этот показатель значительно выше: в Катаре – 469 лет. На втором месте в мире по обеспеченности добычи газа запасами находится СНГ – 70 лет. Другие регионы по этому показателю располагаются в следующей последовательности: Африка – 50 лет, Центральная Азия и Дальний Восток – 32 года, Южная, Юго-

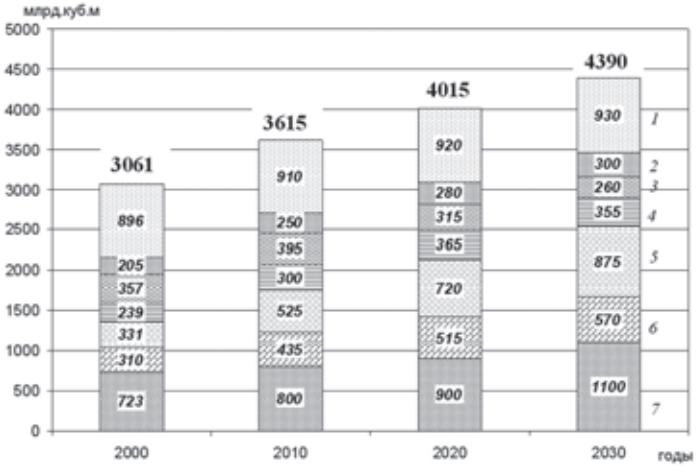



Рисунок 8. Прогноз общей добычи природного газа по географическим регионам в 2010–2030 годах. 1 – Северная Америка, 2 – Латинская Америка, 3 – Европа, 4 – Африка, 5 – Ближний и Средний Вос-ток, 6 – Азиатско-Тихоокеанский регион, 7 – СНГ.

Восточная Азия и Латинская Америка – 29 лет, Австралия и Океания – 22 года, Европа – 14 лет и Северная Америка – 9 лет.

Как и в предыдущие годы, наиболее высокий уровень добычи и использования газа был характерен для стран и регионов, являющихся потребителями газа. На долю промышленно развитых стран пришлось 35,5 % общей и 36,9 % товарной добычи мирового газа. Степень его утилизации достигала 84 %. В развивающихся странах общая добыча составила 37,0 %, товарная – 34,2 % от мировой, а утилизировано было 75 % добытого газа. На долю стран с плановой и переходной экономикой приходится 27,5 % общей и 28,9 % товарной добычи газа.

Среди географических регионов наиболее высок уровень добычи газа в Северной Америке и странах СНГ: в первом из них общая добыча составляет 24,6 % мировой, товарная 25,4 %; во втором – 24,7 % и 25,5 %, соответственно. Удельный вес этих регионов в товарной добыче выше, чем в общей, что свидетельствует о высокой степени использования добытого газа.

Доля прочих регионов в мировой общей и товарной добыче составляет: Ближнего и Среднего Востока – 12,5 % и 11,7 %, Европы – 9,9 % и 10,5 %, Южной и Юго-Восточной Азии – 8,6 % и 9,8 %, Африки – 8,3 % и 6,2 %, Латинской Америки – 7,8 % и 6,7 %, Центральной Азии и Дальнего Востока – 2,1 % и 2,6 %, Австралии и Океании – 1,5 % и 1,6 %.

## ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ДО 2030 ГОДА

Прогнозированием уровней добычи нефти и газа в средне и долгосрочной перспективе занимаются многие организации, компании и отдельные исследователи, регулярно или спорадически публикующие свои прогнозы. Среди них Министерство энергетики США, Секретариат ОПЕК, Меж-дународное энергетическое агентство, Международный валютный фонд, Бритиш Петролеум, Кембриджская Энергетическая Исследовательская Ассоциация и др.

Диапазон прогнозируемых объемов добычи нефти и газа весьма велик. В частности, для нефти они колеблются от 4,2 до 6,5 млрд. т в 2020 году и от 4,7 до 6,9 млрд. т в 2030. Для газа в 2030 году диапазон оценок составляет 3,7–5,0 трлн м$^3$.

Выполненный нами прогноз добычи нефти и газа до 2030 году (по десятилетиям) основывается на потенциальных возможностях отдельных стран, входящих в крупные географические регионы. При прогнозировании, в первую очередь, учтены величины начальных ресурсов нефти и газа, степень их разведанности и выработанности, объемы текущих выявленных запасов и еще не разведанных ресурсов. Кроме того, приняты во внимание национальные планы развития нефтегазовой промышленности, включая создание новых мощностей и инфраструктуры, а также оценка возможного участия в международной торговле энергоносителями.

В результате суммирования расчетов по отдельным странам прогноз общемировой добычи нефти на последующие три десятилетние даты составляет 4375 млн т, 4920 млн т и 5300 млн т, соответственно (рисунок 7).

Эти оценки несколько ниже тех, которые предлагают в своих прогнозах Министерство Энергетики США и Секретариат ОПЕК. Их оценки колеблются в пределах 4470–4550 млн т для 2010 года, 5300–5500 млн т для 2020 и 5700–5900 млн т для 2030. Отчасти, это связано с тем, что предлагаемый нами прогноз основывается на освоении ресурсов «обычной» нефти и производстве «синтетической» нефти в Канаде, в то время как другие организации часто включают в него нефть из других нетрадиционных источников (битуминозные сланцы, жидкое топливо из газа и др.).

За весь прогнозируемый период среднегодовые темпы роста мировой добычи нефти могут составить 1,5 %, однако по десятилетиям

наиболее вероятно их постепенное снижение: 1,9 % в год в 2000–2010 годах, 1,2 % в год – в 2010–2020 и 0,8 % в год в 2020–2030.

Снижение среднегодовых темпов роста добычи нефти для мира в целом связано с тем, что отдельные страны и регионы в прогнозируемый период выйдут на «пик» своих возможностей и начнут снижать добычу. В частности, в Европе «пик» добычи будет пройден в первом десятилетии, в Северной Америке – во втором, в Латинской Америке, Африке и Азиатских регионах – в третьем.

Рост добычи нефти к 2030 году продолжится только на Ближнем и Среднем Востоке и в СНГ. Среднегодовые темпы роста в 2,5 раза превысят общемировые и составят 3,7 % и 3,5 %, соответственно. Удельный вес этих двух регионов в мировой добыче нефти, достигавший в 2000 году 42 %, последовательно вырастет к 2010 году до 49 %, к 2020 до 53 % и к 2030 до 61 %. Достижение этими регионами «пика» добычи находится за пределами прогнозируемого периода.

В основу прогноза добычи природного газа, так же, как нефти, положена оценка величины потенциальных ресурсов газа и степени их освоения, поэтому прогнозируется общая (валовая) добыча газа, включающая те его объемы, которые в дальнейшем могут быть закачаны в пласт, сожжены или потеряны иным образом. В настоящее время добыча газа за вычетом всех перечисленных потерь (товарная) составляет в мире 80 % извлеченного из недр газа. Доля ее в результате развития газодобывающей промышленности в регионах, где использование газа началось относительно недавно (Латинская Америка, Африка, Ближний и Средний Восток), будет в перспективе расти и к 2030 году может подняться до 90 %. В соответствии с выполненным прогнозом общая добыча газа в последующие три десятилетия поднимется к 2010 году до 3615 млрд. м$^3$, к 2020 году до 4015 млрд. м$^3$ и к 2030 до 4390 млрд. м$^3$ (рисунок 8). Среднегодовые темпы роста составят ту же величину, что и для нефти – 1,5 % в год, а по десятилетиям будет происходить их снижение: 1,8 %, 1,1 % и 0,9 % в год, соответственно.

Однако в связи с опережающим ростом утилизации добытого газа среднегодовые темпы роста товарной добычи будут выше – 2 % в год. По десятилетиям темпы роста товарной добычи также снизятся с 2,2 % до 0,9 % в год. В регионах с высокоразвитой, насчитывающей многолетнюю историю газодобывающей промышленностью произойдет либо стабилизация уровня добычи газа (Северная Америка), либо его снижение (Европа). В остальных регионах добыча газа будет увеличиваться.

К двум регионам, занимающим в настоящее время ведущее положение в газодобыче, – Северной Америке и СНГ, начиная с 2010 года, присоединится интенсивно развивающий газовую промышленность Ближний и Средний Восток. В 2030 году этим трем регионам будет принадлежать две трети мировой добычи газа. В более отдаленной перспективе рост добычи газа продолжится. Помимо газа, из традиционных источников начнет широко использоваться газ угольных пластов, плотных и глубоко залегающих отложений, газовые гидраты. На максимальный уровень добыча газа выйдет не ранее 2050 года.

Таким образом, мировой нефтегазовый потенциал (текущие доказанные запасы и неразведанные ресурсы) вполне достаточен для того, чтобы обеспечить потребности в этом виде энергетического сырья в обозримом будущем. Наиболее существенный прирост запасов будет достигнут за счет освоения арктических акваторий и глубоководных зон Мирового океана. Значительный резерв представляет внедрение новых технологий в увеличение нефтеотдачи и, таким образом, повышение запасов на уже выявленных месторождениях. В среднем по миру нефтеотдача продуктивных пластов составляет 30 %, и ее увеличение на 1 % в мировом масштабе может дать дополнительно 10–12 млрд. т, что соответствует почти трехгодичному современному потреблению нефти.

В суммарной добыче жидких углеводородов все большую роль будет играть промышленное освоение запасов тяжелых и ультратяжелых нефтей и залежей битуминозных песчаников («синтетической» нефти), а также получение жидких фракций из газа (по технологии Gas to Liquid).

Рост добычи нефти будет происходить более медленными темпами, чем ранее. К концу 2030 года он составит менее 1 % в год и, главным образом, будет определяться потребностями развивающихся стран, в первую очередь, Китая и Индии.

Что касается природного газа, то его добыча будет зависеть, как от потребностей рынка, так и от возможностей доставки его потребителям. Ресурсных ограничений, по крайней мере, в XXI веке, не просматривается.

статья подготовлена **И. Березин,** начальник отдела продаж оборудования по Центральной России ООО «КСБ»

# Насосы, насосные установки и трубопроводная арматура KSB для высотных зданий

**Компания KSB AG с момента своего основания в 1871 году производит насосы, трубопроводную арматуру и системы автоматического управления для различных сфер человеческой деятельности. Оборудование KSB востребовано в промышленности, энергетике, горном деле, водоснабжении и отведении стоков городов, инженерных системах зданий и сооружений и т.д.**

Опыт компании КСБ в области инженерных систем высотных зданий основанный на применении нашего оборудования в высотках в Европе, Азии и на Ближнем Востоке, показывает, что основными требованиями к насосам и арматуре в этой сфере являются:

1. Соответствие техническим параметрам.
2. Энергоэффективность.
3. Надежность.

Под соответствием техническим параметрам мы понимаем соответствие номинального давления корпусов насосов и трубопроводной арматуры высокому давлению в трубопроводах, обусловленному высотой здания, относительно высокие напоры насосов и относительно большие подачи.

Высотное здание – это энергонасыщенный объект, поэтому требование энергоэффективности оборудования особенно актуально в небоскребах. Оно обеспечивается высоким КПД насосов, а также возможностью использования частотного регулирования.

Требование надежности может быть даже сопряжено с безопасностью людей, находящихся в здании, если, например, речь идет о противопожарных установках.

Надежность работы оборудования мы обеспечиваем путем управления качеством производства, мониторингом в процессе эксплуатации и высококвалифицированным сервисом.

Наши насосы и трубопроводная арматура используются на таких известных небоскребах, как «Commerzbank» и «Drezdner Bank» во Франкфурте на Майне, «Jin-Mao-Tower» в Шанхае, или «Burj Dubai» в Дубаи. Планируется установка четырнадцати насосов CPKN в башне «Федерация» в Москве.

## СООТВЕТСТВИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ

Для обеспечения больших напоров в системах водоснабжения (в том числе и противопожарного) мы предлагаем насос типа Multitec. Это семейство многоступенчатых секционных насосов развивает напоры до 630 м и подачи до 850 м$^3$/ч. Такие насосы можно смонтировать как в вертикальном, так и в горизонтальном положении. Высокая надежность работы гарантирована использованием литых рабочих колес и литых корпусов ступеней. Широкий спектр материалов позволяет использовать насос для перекачивания различных жидкостей, а в зданиях – как для хозбытового, так и для питьевого водоснабжения. При оснащении его необходимыми датчиками возможно контролировать техническое состояние с использованием таких средств автоматизации и контроля, как KSB PumpExpert.

Высокая экономичность работы достигается оптимальным подбором гидравлики либо набором полноразмерных колес, либо с подрезкой колес под рабочую точку. Кстати, на высотках «Commerzbank» и «Drezdner Bank» насосы Multitec применены в системах противопожарного водоснабжения.

Существует уже готовое решение по частотному регулированию насосов Multitec с установленной на двигатель системой частотного регулирования PumpDrive.

Для обеспечения больших подач наилучшим образом подходят насосы двухстороннего входа типа Omega. Подачи могут достигать 2880 м$^3$/ч и напоры – до 179 м. Корпусное давление 25 бар, температура среды – до 70°C.

Такие насосы, например, используются в системе кондиционирования воздуха на башне

«Burj Dubai» в Дубаи, ОАЭ. В ночное время они используются для приготовления льда, чтобы запасти «холод» для пикового режима в полуденный зной.

Насосы эти универсальны. Они могут использоваться и для циркуляции тепло-, хладоностителя, и для водоснабжения. Omega отвечают требованиям высокой надежности и экономичности.

Для систем теплоснабжения при высоких статических давлениях, обусловленных высотой здания, мы предлагаем одноступенчатые консольные насосы CPKN.

Подачи до 1000 м3/ч, напоры до 150 м. Корпусное давление до 25 бар, температура до 400°C. В подобных условиях такие насосы имеют наилучшее соотношение цена-качество.

Высокая надежность работы CPKN обеспечивается особым контролем на стадии производства, поскольку этот насос выпускается в соответствии с требованиями качества в химической промышленности.

Насосы опционно оснащаются датчиками контроля технического состояния. При использовании PumpExpert диспетчер получает не только картину текущего состояния, но и рекомендации по дальнейшему обслуживанию. Четырнадцать таких насосов планируется установить на башне «Федерация» в Москве.

KSB выпускает широкий спектр запорной и регулирующей трубопроводной арматуры. Это – клапаны, задвижки, поворотные затворы, измерители и регуляторы расхода жидкостей и газов. Они могут оснащаться, кроме ручного, электрическим или пневматическим приводами. Условный проход арматуры достигает до 4000 мм.

Несколько примеров трубопроводной арматуры, работающих под сравнительно высоким давлением или при низкой или высокой температуре жидкости:

- поворотные затворы Isoria 25 и Danais 150, условный проход до 600 мм, давление до 25 бар, температура – от -50 до +260°C;

- клапаны BOA-H/HE, условный проход до 350 мм, давление до 40 бар, температура – от -10 до +350°C;

- задвижки STAAL 40, условный проход до 800 мм, давление до 40 бар, температура – от -10 до +400°C;

## ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Высокая экономичность наших насосов обусловлена высоким гидравлическим КПД проточной части. Это достигается несколькими

Рисунок 1. Одноступенчатый консольный насос Multitec.

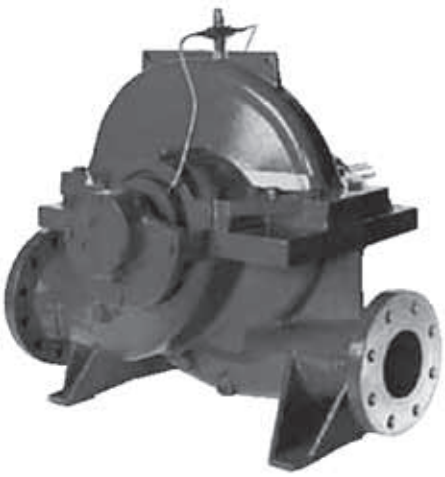


Рисунок 2. Одноступенчатый консольный насос Omega.

Рисунок 3. Одноступенчатый консольный насос CPKN.

мероприятиями. Во-первых, постоянной работой над совершенствованием формы корпуса насоса, что приводит к уменьшению потерь на турбуленцию. Во-вторых, подрезкой рабочего колеса под конкретную рабочую точку, при этом требуется

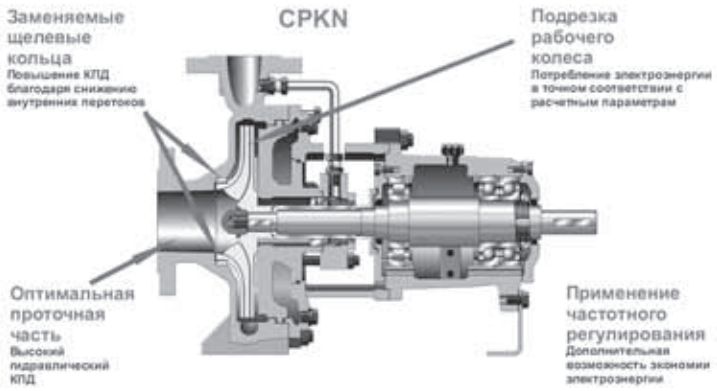



Рисунок 4. Энергоэффективность насосов и арматуры KSB для высотных зданий.

подвести к валу ровно столько энергии, сколько нужно для подачи расчетного количества жидкости на расчетную высоту, и не больше. И, в-третьих, установкой сменных щелевых колец между корпусом и рабочим колесом, что снижает внутренние паразитные перетоки жидкости. Все эти меры приводят к увеличению КПД агрегата и, соответственно, к снижению потребления электроэнергии.

Дополнительной мерой снижения потребления электроэнергии является применение частотного регулирования. Наша собственная новая разработка, которая прошла уже боевое крещение в России, это система частотного регулирования PumpDrive.

Наиболее интересным примером применения этого прибора является многонасосная установка на вводимом в настоящее время в действие крупном многофункциональном комплексе «Метрополис», расположенном в Москве на Ленинградском шоссе недалеко от станции метро «Войковская».

Установка состоит из четырех насосов Etabloc 100-315/1504 PD GN 11. Один из насосов укомплектован прибором PumpDrive в версии «Advance» (PDA), остальные – в версии «Basic» (PDB).

Кроме дополнительных полезных качеств, прибор PumpDrive «Advance» выступает в роли «мастер-прибора» в многонасосной установке. Все «Basic» являются в данном случае «подчиненными».

Передача информации от «мастера» к «подчиненным» происходит при помощи информационной шины KSB Local BUS, представляющей собой экранированную витую пару. Насосная установка используется для циркуляции воды в системе кондиционирования воздуха и настроена на поддержание постоянного перепада давления 2 бара.

Регулирование перепада давления в зависимости от изменяющегося расхода воды осуществляется при помощи встроенного ПИ-регулятора и частотного преобразователя на каждом насосе. Обратную связь обеспечивает сигнал от одного дифференциального аналогового датчика давления.

Единый шкаф управления в данном случае не требуется. Достаточно лишь подвести питание к каждому насосу. Все необходимые электрические защиты насосов и приборов управления встроены в PumpDrive. Этими функциями в частности являются: защита от понижения и повышения напряжения, защита от перекоса фаз, защита от короткого замыкания, защита от токовой перегрузки электродвигателя и т.п.

## НАДЕЖНОСТЬ

KSB AG является членом «Европейского объединения по управлению качеством». Кроме того, на производстве внедрена система контроля качества, сертифицированная по DIN EN ISO 9001. Поэтому мы гарантируем надежность работы нашего оборудования.

Тем не менее, в процессе эксплуатации возникают нештатные ситуации, когда оборудование переходит в нерасчетный, или даже аварийный режим работы. Для постоянного контроля технического состояния насосов компания KSB разработала автоматическую систему мониторинга и контроля.

Эта система называется PumpExpert. Она включает в себя программное и аппаратное обеспечение.

PumpExpert предоставляет:

1. Индикацию технического состояния на месте с помощью «светофора» и дисплея.

2. Постоянную передачу в систему управления по полевой шине рабочих величин, например, уровень заполнения, температуру двигателя и подшипников, мощность, давление на всасывании и нагнетании и т.п.

3. Рекомендации по дальнейшему техническому обслуживанию.

Наряду с локальным применением устройств PumpExpert возможно также их использование в системах телесервиса через Интернет, обеспечивающих контроль в режиме «On-line».

Немаловажным аспектом нормального функционирования оборудования является высококвалифицированный сервис. KSB в России имеет свой собственный сервис, в котором работают опытные специалисты, укомплектованные необходимым оборудованием.

статья подготовлена **Л. Александрович,** руководитель направления ЗАО «Обитель»

# Климат для жизни. Единая энергосберегающая система ОВК «Элита»

**Единая система ОВК «Элита» объединяет в себе функции трех систем: отопления, вентиляции и кондиционирования. Такая интеграция позволяет добиться выполнения всех трех задач оптимальным образом, сделать их работу согласованной и направленной на достижение энергосберегающих режимов круглогодичного функционирования систем ОВК. Тем самым, достигается максимальный КПД по каждой функции, и исключаются ситуации, когда отдельные системы мешают друг другу выполнять свои задачи.**

За счет применения двухступенчатой рекуперации тепла вытяжного воздуха и эжекционных доводчиков, единая система ОВК «Элита» экономит в течение года 50% и более энергии на нагрев приточного воздуха (из официального отчета по результатам анализа работы систем ОВК в здании Совета Федерации).

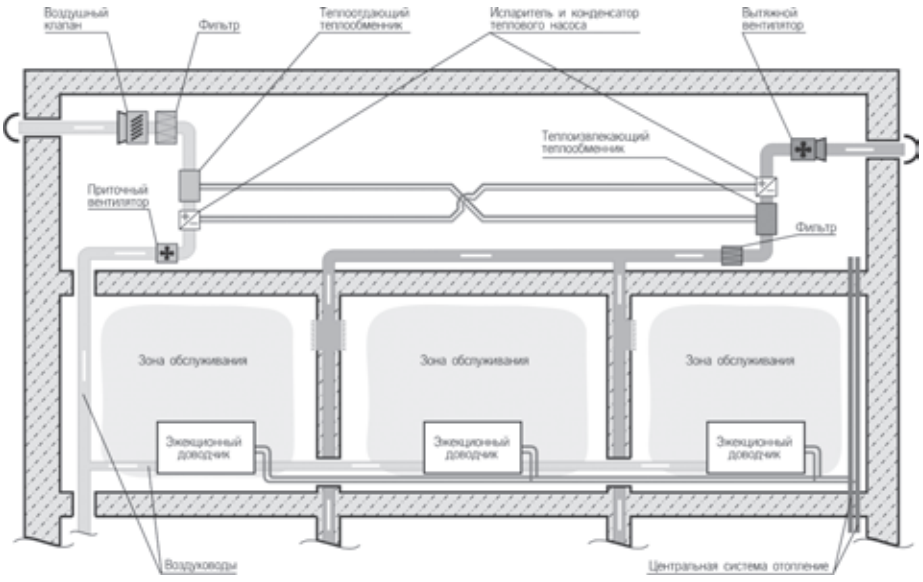
Первая ступень установки рекуперации состоит из теплоизвлекающего теплообменника, который монтируется в вытяжном воздуховоде, и теплоотдающего теплообменника, который монтируется в приточном воздуховоде. Два теплообменника связаны между собой замкнутым контуром промежуточного теплоносителя (антифриза). Тепловой насос в качестве второй ступени рекуперации позволит не только глубже утилизировать тепло вытяжного воздуха в отопительный период, но и охладить приточный воздух летом.

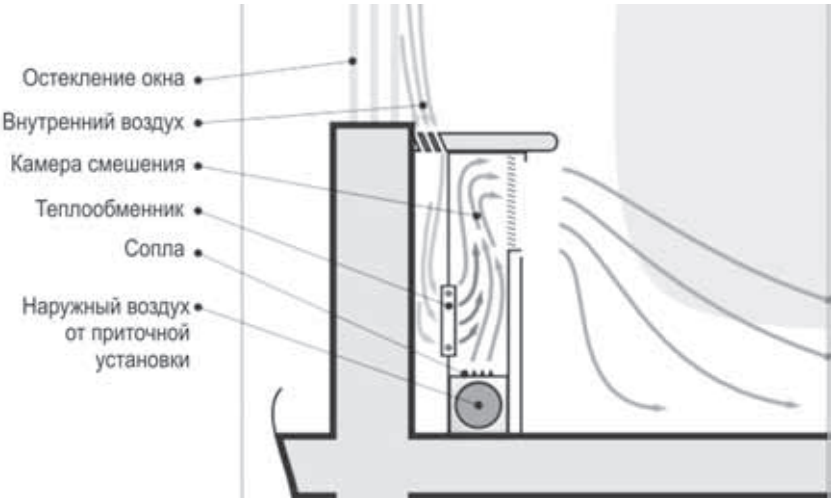
Энергосберегающая единая система ОВК «Элита» может применяться, как в строящихся, так и реконструируемых зданиях.

Ключевое место в единой системе ОВК «Элита» занимает эжекционный доводчик, который является местным отопительно-вентиляционным прибором.

Эжекционный доводчик идеально сочетает в себе функции бесшумного воздухораспределения, эффективного отопления и комфортного кондиционирования.

В доводчике происходит смешение внутреннего и наружного приточного воздуха.






Наружный приточный воздух поступает в доводчик через сопла. Под воздействием эффекта преобразования кинетической энергии струй приточного наружного воздуха, выходящих из отверстий сопел, из помещения эжектируется внутренний воздух. Эжектируемый внутренний воздух проходит через теплообменник и, в зависимости от температуры воды в трубках теплообменника, нагревается или охлаждается. Это дает возможность формировать тепловой режим в помещении путем регулировки тепло- или холодопроизводительности теплообменника.

В переходные периоды года, когда температура наружного воздуха +10–12 градусов, вообще не потребуется дополнительных теплозатрат на подготовку наружного приточного воздуха. Нагрев наружного приточного воздуха до комфортной температуры будет происходить в установке рекуперации (за счет утилизации тепла вытяжного воздуха) и в эжекционном доводчике (за счет эжекции и смешения).

Скорость подачи воздуха из доводчика в зону обслуживания составляет 0,2–0,3 м/с, что исключает дискомфорт и ощущение холодного дутья при кондиционировании.

Отсутствие вращающихся и трущихся деталей обеспечивает бесшумность, долговечность, надежность и простоту обслуживания эжекционного доводчика, что выгодно отличает его от вентиляторного доводчика (фанкойла).

В сентябре 2005 года научно-технический совет Комплекса архитектуры, строительства, развития и реконструкции города Москвы принял решение рекомендовать московским строительным и проектным организациям использовать единую систему ОВК «Элита» в строительстве ряда жилых и административно-общественных зданий, в том числе и в проектах программы «Новое кольцо Москвы».

Системами ОВК с применением эжекционных доводчиков оснащены многие административно-общественные многоэтажные здания в Москве. Деловые контакты со службами эксплуатации этих зданий дают нам возможность судить о большой эффективности и надежности эжекционных доводчиков.

Система ОВК с эжекционными доводчиками и рекуперацией тепла вытяжного воздуха функционирует в здании Совета Федерации. Проект системы разработан при научной консультации профессора, д.т.н. О. Кокорина, который сегодня является ведущим специалистом компании.

В июне 2006 года от Управления Делами Президента Российской Федерации получен «Отзыв о работе системы отопления, вентиляции и кондиционирования в здании Совета Федерации».

За весь срок работы системы кондиционирования с эжекционными доводчиками выявлена их высокая надежность, бесшумность и возможность создавать комфортный микроклимат в помещениях, независимо от наружных климатических условий. Агрегаты удовлетворяют требованиям к климатическим системам зданий высокого класса.

Применение в системе кондиционирования установки утилизации теплоты вытяжного воздуха позволило до 50 % сократить расход тепла на нагрев приточного наружного воздуха.

Многолетний опыт показывает, что использованные в системе ОВК «Элита» энергосберегающие технологии будут актуальны многие десятилетия, а сама система проста и надежна в эксплуатации.

Можно сделать вывод, что единая энергоэффективная система ОВК «Элита» идеально подходит:

- для строительства гостиничных комплексов, так как помогает решить самые главные задачи гостиничного бизнеса, также, как оказание качественных услуг и извлечение прибыли;

- для строительства жилья, так как создает здоровый микроклимат и ощутимо снижает коммунальные расходы;

- для строительства офисных и общественных зданий, так как отвечает современным требованиям к комфорту, способствует поддержанию высокой работоспособности обитателей и минимизирует затраты на эксплуатацию зданий.

статья подготовлена А. Ратников, генеральный директор ЗАО СПО «БиоСтрой»

# Автономные системы канализации. Теория и практика

**Что же такое «автономные системы», и какова их роль и место в числе прочих систем канализации? МДС 40-2.2000 дает нам следующее определение:**

**«Системы канализации относятся к автономным, если они обеспечивают водоотведение от одноквартирного дома или усадьбы с надворными постройками и не связаны с системами водоотведения от других объектов, в отличие от местных систем, обслуживающих многоквартирный дом или группу близкорасположенных домов, и централизованных систем канализации, охватывающих все или большую часть объектов населенного пункта».**

Как правило, автономная система канализации является индивидуальной, то есть расположена в пределах объекта недвижимости, принадлежащего пользователю, и является его собственностью (ТСН ЭК-97 МО).

Таким образом, существуют два основных вида систем канализации:

1. Автономные системы, предназначенные для отдельно стоящих домов или усадьб. Их характеризуют относительно небольшие расходы (1–5 м$^3$ в сутки) и заметная неравномерность в поступлении сточных вод, как по расходу, так и по концентрации загрязнений;

2. Централизованные системы, предназначенные для группы домов или целого населенного пункта. В свою очередь, эти системы имеют большие расходы стоков и меньшие неравномерности в их поступлении.

Для каждой из этих систем существуют свои инженерные решения, обусловленные очевидными принципиальными различиями в объемах и характере образования, очистке и отведении сточных вод.

Реалии современного строительного рынка России, в силу ряда объективных и субъективных факторов, имеют значительный перекос в сторону использования автономных систем там, где, с точки зрения инженерии, экологии и здравого смысла, необходимо использовать системы централизованные.

Примерно треть застройщиков при решении вопроса об инженерном обеспечении участков, предназначенных под малоэтажное коттеджное строительство, затрудняются с выбором между местными и централизованными системами. Другая треть склоняется к автономным системам, и только оставшаяся уверенно реализует строительство централизованных систем.

Таково положение дел в новом строительстве, где есть все возможности изначально заложить централизованную систему для всего населенного пункта.

Гораздо хуже обстоят дела при решении вопроса о канализовании в уже сложившихся населенных пунктах, не имеющих централизованной канализации. Отдельно взятый домовладелец вынужден строить автономную систему, поскольку перспективы строительства централизованной системы просто отсутствуют.

Что же мы имеем на российском рынке автономных систем канализации в настоящее время?

Прежде всего, это так называемые ЛОСы (локальные очистные сооружения). Название не совсем корректное, ибо, исходя из действующей нормативно-технической документации, ЛОС – это сооружения предочистки перед сбросом в коммунальные системы водоотведения. Под аббревиатурой ЛОС чаще всего скрываются SBR-реакторы (sequencing batch reactor) периодического действия. Часто ЛОСами, или биосептиками, называют вообще любое аэрационное сооружение, в отличие от анаэробных очистных сооружений, основанных на использовании септиков с последующей почвенной доочисткой и поглощением стоков грунтом.

Кроме аэробных реакторов и септиков, на рынке представлены и комбинированные системы. Таких систем достаточно много, но всех их объединяет одно. Они сложны в эксплуатации и требуют наличия электроэнергии. Здесь не ставится задача провести анализ и классификацию всех этих гибридов, ибо для нужд автономной канализации такие установки избыточны.

Теоретически, процесс очистки стоков в SBR-реакторе принципиально отличается от традиционных аэрационных сооружений, используемых в централизованных системах канализации, только тем что процесс биологической очистки происходит последовательно в одной единственной емкости. В традиционных установках очистка происходит в нескольких последовательно установленных емкостях. То есть реактор, собственно, и состоит из одной емкости, в которой можно организовывать разные процессы. Аэробный или аноксидный.

Совмещение различных процессов в одном объеме создает известные сложности, ибо и аэробные, и анаэробные микроорганизмы вынуждены сосуществовать в одном и том же объеме реактора. Наличие кислорода подавляет жизнедеятельность анаэробов, его отсутствие – аэробов.

Периодическая циклическая аэрация приводит к тому, что в реакторе начинают развиваться гетеротрофные аэробные микроорганизмы, способные потреблять органические загрязнения, как в присутствии кислорода, так и в его отсутствии. При поступлении на установку стока с низким содержанием органических загрязнений (только бытовые воды), органики не хватает на полное удаление азота нитратной группы, происходит накопление нитратов в реакторе и их вынос с потоком очищенных вод, норматив на сброс по нитратам не выполняется.

Устойчивость биоценоза реактора к внешним воздействиям гораздо более слабая, нежели септика. Его объем меньше объема септика равной с ним производительности примерно в 6–7 раз. Отравить меньший объем реактора залповым сбросом какой-нибудь бытовой химии гораздо проще, чем больший объем септика. Кроме того, для подачи воздуха в такой реактор используют компрессоры мощностью от 25 до 60 Ватт. Если чисто формально посчитать потребность в кислороде для биохимической реакции окисления, этот компрессор его даст. Но дело в том, что активный ил в реакторе необходимо поддерживать во взвешенном состоянии, а для этого производительности такого компрессора недостаточно. Перемешивание происходит плохо, что также снижает эффективность очистки.

Несоответствие заявленного эффекта очистки реальному результату вполне очевидно для любого специалиста в области биологической очистки стоков. Однако производители реакторов обзавелись сертификатами соответствия и позиционируют свои изделия, как соответствующие требованиям российского СанПиНа. Осталось только понять, каким образом достигается такой эффект. Первые импортные аэрационные реакторы появились на российском рынке в середине 90-х годов прошлого века. Одним из ярких представителей этих устройств является чешская установка «Топас». Но эта установка никогда не давала столь высокой степени очистки, которую требуют наши нормативы. Она соответствует европейским нормам, которые почти на порядок мягче российских нормативов по основным показателям. За несколько лет российские производители «усовершенствовали» данный тип установок, «улучшив» его показатели примерно в 10 раз. Органы по сертификации, выдавшие на все эти «усовершенствования» сертификаты соответствия, не имели и не имеют специалистов, способных оценить даже теоретические возможности данной технологии. Спохватились, когда появились первые реальные результаты и анализы стоков, очищенных на SBR-реакторах. Но и тогда было принято половинчатое решение – во вновь выдаваемых сертификатах появилась фраза о том, что он только подтверждает гипотетические возможности установки, а вот проект ее конкретного применения подлежит дополнительному согласованию. Впрочем, это не остановило победного шествия реакторов на российском рынке, поскольку конечный потребитель не в состоянии оценить лукавства данной фразы, снимающей всякую ответственность с производителя и органов, выдавших сертификат. В подавляющем большинстве случаев ответственность за несоблюдение норматива перекладывается на владельца установки под предлогом «неправильной эксплуатации».

Ситуацию усугубляет и тот факт, что наши нормативы, записанные в СанПиНе, без дополнительных дорогостоящих сооружений доочистки технологически недостижимы даже для больших сооружений, не говоря уж о микроустановках объемом в пару сотен литров. Это понимают все, но продолжают ходить по заколдованному кругу взаимного лукавства.

Проектировщики и производители оборудования делают вид, что проектируют и производят системы, достигающие степень очистки, предписанную СанПиН, органы по сертификации выдают сертификаты, экспертиза все это согласовывает, эксплуатационные службы и армия контролеров делают вид, что нормативы соблюдаются. Такая вот печальная картина.

Хочу подчеркнуть, что эти нездоровые явления говорят не столько о несовершенстве тех или иных очистных устройств и установок, сколько о вопиющих недостатках существующей в России системы нормирования, давно на практике доказавшей свою несостоятельность в управлении водными ресурсами. Любая технология в состоянии дать только то, что она может, а не то, что требуют от нее чиновники от экологии. Мировой опыт свидетельствует о возможности применения более действенного механизма нормирования, основанного не на мифическом достижении нереальных показателей, а на показателях, которые могут быть обеспечены наилучшими доступными технологиями и методами, реально действующими технологическими процессами. В настоящее время, когда обсуждаются и разрабатываются новые принципы нормирования в соответствии с международной системой допустимого воздействия на водные объекты и техническими (технологическими) нормативами, соответствующими наилучшим доступным технологиям и методам, необходимо разграничить область применения тех или иных технологий. Тогда и только тогда аэрационные технологии очистки сточных вод займут свою нишу, в которой они необходимы и где они дают наилучшие результаты.

Но и в рамках действующей системы нормирования вполне возможно уже сейчас провести такое разграничение. Препятствий к тому нет, достаточно здравого смысла и воли тех, кто принимает решение о проектировании того или иного типа очистных сооружений для конкретного объекта.

Области применения различных типов установок примерно следующие:

– при расходах до 3–5 кубов в сутки – септики и почвенная фильтрация.

– при расходах от 3–5 до 20–30 кубов в сутки – реакторы и гибридные сооружения.

– при расходах свыше 30 кубов в сутки – централизованные системы с классическими сооружениями.

Автономная канализация – это очистные системы для одного или нескольких, отдельно взятых домов. Диапазон расходов – от одного (иногда меньше) до 3–5 $м^3$ стоков в сутки. В этом диапазоне расходов предпочтение следует отдавать именно септикам и почвенной фильтрации (поглощению) стоков, а не аэрационным системам, которые лучше приспособлены для очистки больших расходов сточных вод и не могут быть адаптированы для нужд автономной канализации с приемлемым результатом очистки и адекватной стоимостью. Стоимость автономных систем на основе септиков и почвенной доочистки в разы меньше аэрационных аналогов. Они просты в устройстве и эксплуатации, энергонезависимы и гораздо более устойчивы ко всем тем факторам, которые выводят реакторы из нормальной работы. При этом они с успехом решают задачу очистки и утилизации сточных вод в небольших количествах.

Сточные воды загородного дома практически не содержат вредных химических веществ в опасных концентрациях. Основными агрязнителями являются соединения азота и фосфора с явным преобладанием азота. Их концентрации описываются величинами нескольких миллиграммов в литре. Любое азотное или фосфорное удобрение применяется в концентрациях несколько грамм на литр активного вещества. В тысячу раз больше. Практически, концентрация этих веществ в стоке совпадает с концентрацией питательных растворов для гидропоники.

Таким образом, почвенная утилизация (поглощение) предварительно осветленных в септике бытовых сточных вод загородного дома является наиболее экологически приемлемым, экономичным, надежным и разумным способом утилизации стоков. Простейшие анаэробные сооружения – септики, являющиеся механическим отстойником для задержания и сбраживания взвешенных веществ, с последующей доочисткой стоков в почве, отлично работают уже на протяжении сотен лет. Не случайно септики и подземные поля фильтрации достаточно широко распространены в Европе и Америке. Нормативная документация, действующая в настоящее время в России, никаких запретов на использование септиков и почвенной фильтрации не содержит. Естественно, данный способ утилизации стоков не лишен недостатков и имеет свою область применения. Но она значительно шире, чем мы наблюдаем в настоящее время в России.

статья подготовлена **И. Майзель,** исполнительный директор Ассоциации производителей и потребителей трубопроводов с индустриальной полимерной изоляцией, к.т.н.

# Об экономической и технической целесообразности применения изолированных труб

**За последние годы много опубликовано материалов и представлено докладов на конференциях и семинарах о преимуществах новых надежных и долговечных конструкций теплопроводов с ППУ-изоляцией. Однако объем их применения в нашей стране явно недостаточен, а в ряде регионов вообще отсутствует. Поэтому вновь вернемся к этой проблеме.**

Протяженность тепловых сетей централизованного теплоснабжения ЦТ России занимает первое место в мире и по разным оценкам составляет от 150 до 250 тыс. км в двухтрубном исчислении. Тепловые сети – наиболее уязвимое звено в системе централизованного теплоснабжения.

Участившиеся в последнее время аварии предельно обнажили недостатки инфраструктуры и показали, насколько велика ее роль в обеспечении условий нормальной жизнедеятельности населения. На данный момент 80 % трубопроводов тепловых сетей превысило срок безаварийной службы, более 30 % находятся в аварийном состоянии.

Утечки и неучтенные расходы воды в системах теплоснабжения составили в среднем по России 15–20 % от всей подачи воды в год, а теплопотери доходят до 50 % и составляют 410–420 млн Гкал/год, что эквивалентно 81–83 млн т условного топлива.

При износе теплосетей в 60 % количество аварий лавинообразно возрастает, и в настоящее время удельная повреждаемость по регионам России составляет в среднем 1,8–2,2 на 1 км сети в год (при допустимых 0,3). В Западной Европе этот показатель равен 0,1. В 2000 году общее количество повреждений достигло 200 тыс.

Масштаб замены сетей не превышает 1,2 % от их общей протяженности и только в отдельных регионах составляет 1,8 %, при необходимости 5 % и более в год.

Устранение аварий обходится в 4–5 раз дороже, чем их предотвращение (таблица 1).

В России традиционно основным способом создания тепловых сетей являлась подземная, так называемая, канальная, прокладка, главным образом, в непроходных каналах (84 %), с помощью бесканальной подземной прокладки выполняется примерно 10 % общего объема работ, 6 % – надземная прокладка.

В качестве теплоизоляционных материалов в каналах используются, как правило, волокнистые материалы, и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. В результате наружной коррозии срок службы магистральных сетей составляет 12–15 лет, разводящих – от 7 до 8 лет, сетей горячего водоснабжения – от 3 до 5 лет, то есть значительно ниже нормативного срока, равного 25 годам.

В Западной Европе с начала 70-х годов в тех странах, где высока доля ЦТ (Финляндия, Дания, Швеция), при строительстве теплопроводов начали применять конструкции типа «труба в трубе» с пенополиуретановой изоляцией при бесканальной прокладке.

Проблемы, которые стояли перед этими странами, аналогичны нашим. Были приняты государственные программы, которые определили порядок реформирования всей отрасли теплоснабжения: от источников тепла, трубопроводов до потребителей.

Каковы результаты? По данным Датского министерства энергетики на начало 90-х годов до 75 % старых теплосетей были заменены на современные трубы с пенополиуретановой изоляцией, а к настоящему времени – практически 95–100 %. К чему это привело? При росте числа подключенных потребителей на 30 % снизилась отпускаемая мощность, на 10 % – тарифы на тепловую энергию, и на 20 % уменьшены выбросы вредных веществ в атмосферу.

За счет чего это произошло? Долговечность трубопроводов увеличилась в 2–2,5 раза (более 30 лет), теплозащитные свойства улучшены более, чем в 2 раза, снизились время и стоимость строительно-монтажных и эксплуатационных работ; повысилась надежность сетей за счет введения системы контроля за состоянием изоляции – система ОДК.

В настоящее время даже в странах недавно вступивших в Евросоюз (Латвия, Литва, Эстония) применяются для прокладки тепловых сетей только трубы с пенополиуретановой изоляцией заводского изготовления.

В конце 80-х годов XX века в Россию пришло понимание того, что выходом из кризисной ситуации в теплоснабжении является широкое применение при строительстве и ремонте тепловых сетей трубопроводов с пенополиуретановой изоляцией (ППУ). Были построены первые предприятия, выпускающие такую продукцию: ЗАО «Мосфлоулайн», Корпорация «ТВЭЛ», ЗАО «Группа ИКА» (сейчас «Петерпайп») и т. д. В настоящее время в 37 регионах России работают более 90 предприятий, выпускающих трубы и фасонные изделия с ППУ-изоляцией.

Преимущества прокладки трубопроводов новых конструкций, по сравнению с традиционными, приведены в таблице 2.

Составляющие экономического эффекта складываются из следующих пунктов:

- экономия капитальных вложений при перекладке теплотрасс;

- годовая экономия средств от повышения долговечности тепловых сетей;

- годовая экономия средств от снижения расходов на текущий ремонт тепловых сетей;

| Стоимость работ по этапам, руб. | Диаметр трубопровода, мм | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 57–89 | 108–219 | 273–426 | 529–630 | 720–820 | 920–1080 |
| Ликвидация аварий | 11669 | 13388 | 28954 | 37732 | 53893 | 64117 |
| Благоустройство | 1750 | 2008 | 4343 | 5660 | 8084 | 9618 |
| Дополнительные затраты (упущенная выгода за недоотпуск тепла потребителям и потери при опорожнении участка теплопровода) | 1757 | 11770 | 213924 | 666000 | 9700001 | 4137300 |
| Стоимость устранения дефекта | 15176 | 27166 | 247220 | 709334 | 1032000 | 14211000 |

Таблица 1. Стоимость работ по устранению одного дефекта трубопроводов теплосети.

- годовая экономия средств от снижения расходов на эксплуатацию тепловых сетей;

- стоимость сэкономленного топлива при отпуске тепла.

Таким образом, годовой экономический эффект, получаемый в тепловых сетях, рассчитывается по формуле: Эт.с.= Экап.вл. +Э долгов. + Э рем.+ Э экспл.+ Э топл.

Расчеты, проведенные проектными институтами «ВНИПИ-Энергопром», Мосинжпроект, Моспроект, а также ведущими производителями труб – ЗАО «МосФлоулайн», ПО «ТВЭЛ», НПО «Стройполимер» и другими, показывают экономическую целесообразность применения теплотрасс с ППУ-изоляцией при строительстве новых и проведении капитальных ремонтов существующих тепловых сетей (таблица 3).

Таким образом, применение новых конструкций теплопроводов полной комплектации позволяет:

-увеличить срок службы до 30–40 лет (старых – до 5–10);

- снизить тепловые потери в 10 раз до 2 %;

- снизить капитальные затраты на 15–20 %;

- снизить эксплуатационные затраты в 9 раз;

- снизить ремонтные затраты в 3 раза;

| Показатели | ППУ (бесканально) | Минеральная вата (канально) |
|---|---|---|
| Стоимость прокладки, долл. США | 101400 | 145089 |
| Тепловая потеря в год Гкал/долл. США | 349/5330 | 418/6400 |
| Система контроля увлажнения изоляции | Есть | Нет |
| Срок службы, годы | более 30 | 12–15 |

Таблица 2. Оценка экономической эффективности прокладки и эксплуатации 1 км двухтрубной теплотрассы (Ø 159 мм).

| № п/п | Диаметр труб | Длина канала, м | Стоимость канальной прокладки (руб.) | Стоимость бесканальной прок ладки (руб.) | Разница, (руб.) | % | Примечание | Работа по изоляции стыков ЗАО «МФЛ» |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 80 | 96 | 803565.14 | 613237.26 | 190327.88 | 31.04 | Стык МФЛ-1000М | 64512 |
| 2 | 200 | 96 | 1326099.09 | 1040294.08 | 285805.01 | 27.47 | Стык МФЛ-1000М | 74256 |
| 3 | 500 | 460 (из них 60 м в усиленной изоляции) | 15055743.94 | 12313168.73 | 2742575.21 | 22.27 | Стык МФЛ-1000М | 564535 |
| 4 | 500 | 460 (из них 60 м в усиленной изоляции), на трассе имеются камеры | 15171350.86 | 12740213.49 | 2431137.37 | 19.08 | Стык МФЛ-1000М | 584171 |
| 5 | 800 | 460 | 25041314.8 | 22769229.26 | 2272085 | 9.98 | Стык МФЛ-1000М | 700196 |

* Расчеты ЗАО «МосФлоулайн».

Таблица 3. Стоимость канальной и бесканальной прокладки (новое строительство, стыки мастичные , грунт на бровке).

- уменьшить время прокладки в 3–4 раза;
- исключить влияние блуждающих токов и, следовательно, внешнюю коррозию;
- исключить строительство дорогостоящих каналов;
- свести к минимуму аварийность, благодаря обязательной установке системы дистанционного контроля, стоимость которой не превышает 1,5–2 % от общей стоимости тепловых сетей.

Обследование тепловых сетей в Москве показало, что за последние 10 лет количество повреждений на тепловых сетях составило для старых конструкций и прокладок более 1,2 на 1 км трассы в год, а для труб с ППУ-изоляций 0,01 на 1 км.

К 2007 году в нашей стране выпускалось до 4000 км стальных труб с теплоизоляций из ППУ с полиэтиленовой и оцинкованной оболочкой.

В соответствии с новым Межгосударственным (национальным) стандартом ГОСТ 30732-2006 трубы могут выпускаться с наружным диаметром стальных труб от 32 до 1420 мм, то есть охватывают весь диапазон как магистральных, так разводящих тепловых сетей с расчетными параметрами теплоносителя: рабочим давлением не более 1,6 МПа и температурой не более 140 °С (допускаются повышения температуры не более 150 °С в пределах графика качественного регулирования отпуска теплее 150–70 °С). Трубы поставляются полной комплектации (фасонные изделия, стыковые соединения). Мощность предприятий, выпускающих предизолированные стальные трубы, составляет примерно 10–12 тыс. км, то есть отрасль загружена в среднем на 40 % (отдельные предприятия – на 20–30 %, другие – на 50–70 %).

Лучшие результаты по применению труб с ППУ-изоляций достигнуты в тех регионах и городах, где имеются целевые программы и постановления по энергосбережению с конкретным указанием вида трубопроводов тепловых сетей, а именно труб с ППУ. Это, прежде всего, Москва, Московская область, Тюмень, Ханты-Мансийск, Санкт-Петербург и другие.

Так, в Москве из 9830 км тепловых сетей, обслуживаемых ОАО «МОЭК», около 25 % выполнено из новых труб. В ближайшие 5 лет предполагается переложить еще 4500 км теплотрасс с использованием труб с ППУ-изоляцией, что в итоге составит 70 % протяженности тепловых сетей.

В отопительном сезоне 2006–2007 годов из 1149 повреждений на сетях ОАО «МОЭК» лишь 3 были зафиксированы на трубах с ППУ-изоляций. В результате применения данного типа труб тепловые потери уменьшились более, чем на 20 %, сократились потери сетевой воды, минимизировалась упущенная выгода от недопоставок тепла потребителям во время аварийных отключений.

С начала 2000 года в России освоено производство гибких теплоизолированных пенополиуретаном труб с полиэтиленовой оболочкой. Эти трубы могут применяться для бесканальной прокладки сетей горячего водоснабжения и для разводящих тепловых сетей с рабочей температурой до 95 ˚С и давлением до 10 атм, диаметром до 143 мм. Трубы изготавливаются из сшитого полиэтилена диа-

метром 25–160 мм. Для повышения рабочей температуры до 130 ˚С производятся гибкие трубы из гофрированной хромо-никелевой нержавеющей стали.

Все трубы поставляются в бухтах, поэтому в подавляющем большинстве стыки на трассе трубопровода исключаются полностью, а также не требуется компенсация. Монтажные работы производятся без применения грузоподъемной техники.

В результате перечисленных преимуществ затраты на строительство снижаются в 9–10 раз. Повышается надежность и долговечность трубопроводов (гарантируемый срок службы более 50 лет). В связи с отсутствием коррозии стыков, высокой пропускной способностью (труба не зарастает), резко снижаются эксплуатационные расходы.

Для обеспечения массового и качественного применения трубопроводов с ППУ-изоляцией был разработан пакет нормативной документации.

Для повышения квалификации проектировщиков, монтажников и эксплуатационников новых типов тепловых сетей при ЗАО «МосФлоулайн» и ОАО «НПО «Стройполимер» созданы учебные центры, через которые каждый год проходит более 600 человек.

На пути внедрения новых конструкций стоят следующие проблемы:

а) отсутствие государственной программы или национального проекта в области теплоснабжения, в том числе обновления тепловых сетей, в которой отмечалась бы недопустимость реализации проектов, в основу которых заложено использование устаревших технологий, материалов и оборудования, приводящих к неэффективному использованию энергоресурсов и финансовых средств, выделяемых на строительство, ремонт и эксплуатацию объектов ЖКХ;

б) недофинансирование;

в) проектированием, порой, занимаются организации, слабо представляющие все тонкости бесканальной прокладки трубопроводов в пенополиуретановой изоляции;

г) привлечение неквалифицированных монтажных организаций. Применяются трубы низкого качества, в том числе б/у, что категорически запрещается всеми нормативными документами;

д) отсутствие или неиспользование систем оперативного дистанционного контроля (ОДК) повреждений из соображений экономии.

В работу по надзору за оборудованием тепловых сетей необходимо внести существенные изменения. Трубопроводы тепловых сетей, относящиеся к IV категории, требуют к себе более пристального внимания органов энергетического надзора.

Массовому применению трубопроводов тепловых сетей с ППУ-изоляцией во многом способствовало создание в 1999 году Ассоциации производителей и потребителей трубопроводов с индустриальной полимерной изоляцией по инициативе Правительства Москвы, Госстроя РФ, РАО ЕЭС России и ряда крупных промышленных производителей.

Задачей Ассоциации является координация производства и применение высокоэффективных теплогидроизолированных трубопроводов с пенополиуретановой изоляцией для подземной (бесканальной и канальной) и надземной прокладок теплопроводов тепловых сетей, а также для газо- и нефтепроводов; содействие массовому внедрению таких конструкций.

статья подготовлена **И. Соколов,** генеральный директор ООО «ТестоРус»

# Инновационные технологии testo для оценки энергоэффективности зданий

**Немецкий концерн Testo AG является всемирно известным производителем портативного измерительного оборудования для различных отраслей промышленности. Компания Testo AG основана в 1957 году в городе Ленцкирх на юге Германии. На сегодняшний день в структуру Testo Group входят более 20 дочерних компаний по всему миру. На всех рынках, где представлено оборудование компании, бренд testo занимает лидирующие позиции.**

**Научно-исследовательские и калибровочные лаборатории testo сертифицированы по стандарту DKD. Это позволяет компании разрабатывать и выпускать приборы высочайшего уровня. Компания Testo разработала и запатентовала множество инноваций. В общей сложности число патентов компании превысило 360.**

Впервые на российский рынок компания представляет инновацию 2008 года – тепловизор testo 880, не имеющий аналогов, благодаря наилучшему соотношению основных параметров с точки зрения выбора прибора: цена/ функциональность.

Тепловизионное обследование ограждаемых конструкций зданий является составной частью энергетической паспортизации здания. Тепловизор позволяет получить тепловой «портрет» ограждающей конструкции здания, проанализировать изображение на компьютере и принять экспертное заключение по теплоизоляции здания. Тепловизионному контролю подвергаются наружные и, при необходимости, внутренние поверхности ограждающих конструкций зданий и сооружений. Обследование наружных ограждающих конструкций методом неразрушающего контроля необходимо для контроля качества строительства, ремонтно-строительных работ и строительных материалов; определения тепловой нагрузки и теплотехнических характеристик здания; выявления конструктивных недостатков, дефектов и участков повышенных теплопотерь; разработки технического задания на проведение реконструкции и ремонтно-строительных работ; технической инвентаризации. Тепловизионный контроль позволяет отслеживать состояние теплоизоляции открытых теплотрасс, обнаруживать места утечек теплоносителя, как открытых, так и подземных, позволяет оценить состояние электрооборудования, контактов, обнаружить повреждения скрытой проводки.

При выявлении нарушений теплоизоляции тепловое изображение наружной поверхности ограждающей конструкции просматривают, снимают обзорные термограммы и выбирают базовый участок. За базовый принимают участок ограждающей конструкции, имеющий линейные размеры свыше двух ее толщин и равномерное температурное поле, которому соответствует минимальное значение выходного сигнала тепловизора.

Участок с нарушенными теплозащитными свойствами выявляют при просмотре тепловых изображений наружной поверхности ограждающей конструкции. К ним относят участки, тепловое изображение которых не соответствует модели термограммы, и участки, значения выходных сигналов тепловизора от поверхности которых больше на цену деления шкалы изотерм, чем для базового участка. Базовый участок ограждающей конструкции – участок, состояние теплоизоляции которого принимают за эталон при контроле качества теплоизоляции других участков ограждающей конструкции.

Количественные теплотехнические характеристики, определяемые методом тепловой дефектометрии:

- фактическое приведенное сопротивление теплопередаче наружных ограждающих конструкций (стен, окон, наружных дверей);
- положение точки росы относительно внутренней поверхности наружной ограждающей конструкции (в зависимости от температуры наружного воздуха);
- расположение плоскости промерзания ограждающих конструкций;

- время остывания внутреннего воздуха здания при расчетных ситуациях (аварийном отключении теплоснабжения);

- фактическая структура многослойных конструкций, включая толщину и характеристики слоев;

- рекомендуемая толщина утеплителя на участках сверхнормативных теплопотерь.

Дефекты, выявляемые тепловизионными методами анализа, различны. Это участки пониженного сопротивления теплопередаче, отсутствие и несоблюдение толщины утеплителя, нарушение герметичности, некачественные строительные панели и межпанельные соединения, несовершенство конструкции; это зоны повышенной влажности и скопления воды в покрытиях; места протечки и поступления влаги в подвалах из-за нарушения гидроизоляции и диффузии воды, недостаточный воздухообмен, избыточные теплопоступления.

Причинами нарушения герметичности являются производственно-технические и климатические качества. К производственно-техническим факторам относятся:

- отклонение габаритов стеновых панелей от проектных размеров в результате изготовления (при монтаже таких панелей нарушаются проектные размеры стыков);

- нарушение правил монтажа (перекосы, увеличение ширины одних стыков за счет уменьшения других и т.п.);

- изменение линейных размеров стыков в результате ползучести и усадки бетона стеновых панелей (1,5–2 мм на один стык).

Исследования показывают, что дефекты теплоизоляции и уплотнений в зданиях способны привести к увеличению тепловых потерь на 20–30 %. Эффективное испытание и проверка теплоизоляции способны снижать энергопотребление на 10 %.

При разработке тепловизора Testo 880 компания Testo использовала всю мощь своих оснащенных современным оборудованием научно-исследовательских лабораторий, а также опыт ведущих специалистов по термографии.

Тепловизоры Testo 880 не только сочетают в себе точность, разнообразие полезных функций лучших тепловизионных приборов, представленных на рынке, и простоту в использовании, но и обладают уникальными техническими преимуществами, являющимися запатентованными разработками компании Testo AG.

Тепловизоры Testo 880 – это передовые технологии в новом ценовом измерении с высокой

температурной чувствительностью (<0,1 °C), высококачественным широкоугольным (32°) объективом с оптикой F1, встроенной цифровой камерой, механическим фокусом, опционным сменным телеобъективом, запатентованным фильтром для защиты объектива и детектором 160x120 с интерполяцией изображения до 320x240 пикселей. Программное обеспечение на русском языке, входящее в комплект поставки с прибором, предлагает широкие возможности по обработке тепловых снимков. Данные о температуре объекта по 10 точкам, настройка температурной шкалы, коррекция коэффициента излучения и отраженной температуры, построение изотерм и гистограмм, смена цветовой палитры – это далеко не полный перечень функциональных возможностей программного обеспечения testo IR-soft. Все это делает тепловизор Testo 880 надежным помощником для широкого круга специалистов.

Инновационные технические разработки, актуальность и востребованность технологий теплового неразрушающего контроля позволяют успешно использовать тепловизионные приборы на разнообразных объектах городского хозяйства.

статья подготовлена
**С. Медведев,**
директор по продажам
Lindab в России

# Герметичные системы воздуховодов – простой способ улучшить энергоэффективность зданий без лишних затрат

**Во всем мире возрастают требования к эффективности использования электроэнергии. Сергей Медведев, директор по продажам Lindab в России, высказывает убеждение, что всем участникам рынка систем вентиляции и кондиционирования – проектным организациям, строительным и монтажным компаниям, инвесторам и владельцам недвижимости, ну и, конечно, потребителям –выгодно повышение стандартов систем воздуховодов. Это не только позволит сэкономить электроэнергию, сократить стоимость монтажных работ, ускорить процесс сборки и увеличить показатели герметичности за счет снижения объемов утечек, а также позволит повысить комфорт в помещениях. Что самое интересное – без лишних инвестиций!**

В будущем важность эффективного использования энергии будет увеличиваться не только из-за роста цен на электричество, но и благодаря растущей озабоченности общественности вопросами охраны окружающей среды. Одним из примеров тому может служить принятие Киотского соглашения, опосредованно вынуждающего страны пересмотреть альтернативы использования источников энергии в целях сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу. Недавний пример – принятие Европейским Союзом директивы, которая ужесточает требования к планированию энергоресурсов и эксплуатационным параметрам зданий. Одним из способов выполнения ужесточаемых предписаний по использованию энергии может стать повышение требований к системам воздуховодов.

## КЛАССЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ В ЕВРОПЕ И РОССИИ

Российский СНИП определяет два класса утечки: Н (нормальный класс) и П (плотный класс). Вентиляционные системы могут быть разделены на 4 класса по параметрам герметичности, согласно европейским стандартам. Наиболее герметичным классом является класс D, наименее – класс А. Самые передовые системы редко приобретают уровень герметичности класса В. Таким образом, возникает больше возможностей для совершенствования.

В Европе вентиляционные системы более высокого уровня герметичности позволяют ежегодно экономить электроэнергию приблизительно в 10 млрд. киловатт-часов, что сопоставимо с годовым показателем объема электроэнергии, производимого тремя атомными электростанциями.

## СОКРАЩЕНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КРУГЛОЙ ФОРМЫ

В настоящее время воздуховоды имеют прямоугольную или круглую форму.

Существуют круглые воздуховоды с встроенной уплотнительной системой, которая гарантирует самый высокий уровень герметичности класса D. Вентиляционная система, как правило, монтируется из круглых и прямоугольных воздуховодов, последние из которых, зачастую, не соответствуют даже средним требованиям к герметичности. Если стремиться к тому, чтобы как можно больше систем воздуховодов состояли из круглых элементов герметичности класса D, это позволит значительно повысить энергоэффективность системы. Именно по этой причине следует максимально возможно заменить прямоугольные воздуховоды на круглые. Совокупная стоимость таких воздуховодов ниже стоимости прямоугольных, что означает минимальный период окупаемости и не требует прове-

дения дополнительных расчетов. Наличие явных преимуществ круглой формы воздуховодов перед прямоугольными привело к тому, что прямоугольные формы практически исчезли в Скандинавии. В целом, в Европе, как и во всем мире, доля круглых воздуховодов также возрастает.

Круглая форма обладает преимуществами по параметрам воздухопроницаемости. Длина окружности круглого воздуховода на 20 % меньше окружности прямоугольного воздуховода при одинаковом поперечном сечении. Это приводит к тому, что круглый воздуховод требует приблизительно на 20 % меньше стали и изоляционного материала, при этом обладая меньшим весом. Данные факторы означают возможность уменьшить затраты на листовой металл, изоляцию и крепежные элементы, а также значительно сократить время сборки. При наличии встроенной системы уплотнения время сборки круглых воздуховодов сокращается как минимум на 40 %. В результате, стоимость инвестиций в систему герметичности более высокого класса оказывается ниже, чем в систему более низкого класса, при условии, что вентиляционная система большей частью состоит из круглых воздуховодов.

Чтобы воздушный поток (и эффект кондиционирования воздуха) достиг вентилируемых площадей, вентиляторы должны поставлять необходимое количество воздуха в помещения. Система с множеством протечек требует вентиляторов большего размера и стоимости, а также занимает в здании больше пространства. Выбор большего вентилятора требует использования других элементов системы также большего размера – шумоглушителей, фильтров и т.д. Все это ведет к необоснованному увеличению требуемого пространства и стоимости проекта.

Кроме очевидных финансовых преимуществ, более энергоэффективная вентиляция, основанная на системе круглых воздуховодов, благотворно влияет на самочувствие людей. Это происходит потому, что высококачественная система воздуховодов создает условия для лучшего кондиционирования помещений, максимально сокращая количество используемой энергии. Многие современные исследования свидетельствуют о том, что качество воздуха в помещениях имеет огромное влияние на здоровье и благосостояние людей. Улучшенное качество воздуха снижает количество невыходов сотрудников на работу по болезни и увеличивает эффективность работы. А если воздух поставляется в энергосберегающем режиме, сокращается воздействие на внешнюю среду.

## ДЕЙСТВУЙТЕ НЕМЕДЛЕННО!

Таким образом, ужесточение требований к системам воздуховодов имеет только положительный эффект. Именно поэтому необходимо определить требования к герметичности, как можно раньше, уже на стадии проектирования. В противном случае, нам не удастся избежать неоправданно высокого роста энергозатрат!

Крупнейшая в мире компания по производству систем воздуховодов открыла производство в России. Завод уже производит Lindab Safe – системы воздуховодов с двойным резиновым уплотнением. За время работы производства, с февраля 2007 года, клиентами компании стали европейские и российские строительные компании. Рынок сбыта расширяется, так как все больше компаний знакомятся с преимуществами системы и сотрудничества с Lindab.

## ВЫИГРЫВАЮТ ВСЕ!

Система воздуховодов Lindab Safe выгодна всем участникам рынка. Монтажные компании могут сократить время на сборку вентиляционной системы, минимум, в 2 раза, при этом не требуется использовать монтажную ленту и герметик для соединения. Также предъявляются меньшие требования к квалификации монтажников, так как Lindab Safe собирается легко и быстро.

Инвесторам или заказчикам использование системы гарантирует экономию энергии при эксплуатации здания. Lindab Safe имеет класс герметичности D, что минимум в 10 раз выше, чем при использовании вентиляционной системы с монтажной лентой и герметиком. Дополнительным преимуществом для владельцев недвижимости является лучший вид системы, по сравнению с той, где используется монтажная лента.

Решения Lindab – это самый простой способ повышения качества воздушной среды без дополнительных инвестиций, реальное сокращение энергозатрат и шаг к созданию энергоэффективных зданий.

статья подготовлена **М. Лузгачев,** главный конструктор фирмы «ТВЭСТ»

# Новые разработки ЗАО «ТВЭСТ» для рынка энергосберегающих технологий

**Специализация нашего предприятия – создание агрегатов автоматики для систем тепло- и водоснабжения, обеспечивающих необходимые условия функционирования этих систем и позволяющих получить эффект сбережения ресурсов, вот почему название нашей фирмы – «ТВЭСТ» расшифровывается как Тепло-, Водо-, Энергосберегающие Технологии.**

Применение агрегатов автоматики в высокоинтеллектуальных областях техники, таких, как авиация, космонавтика, атомная энергетика, – дело естественное и давно используемое. Ничего удивительного, что рано или поздно эти достижения будут внедрены во все отрасли народного хозяйства. Выигрыш от их внедрения очевиден, и вопрос только в том, кто и как скоро этот выигрыш получит.

В данной статье речь пойдет только о наших последних разработках в области регулирования подачи воды для систем тепло- и водоснабжения.

## ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩИЙ КЛАПАН С МИКРОКОНТРОЛЛЕРНОЙ СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ

Чем же отличается наш клапан от представленных на рынке отечественных и зарубежных образцов?

Во-первых, использование нержавеющей стали для корпуса и проточной части клапана, что делает практически неограниченным срок его службы.

Во-вторых, использование керамического поворотного затвора в качестве исполнительного элемента клапана. Основные преимущества такого поворотного затвора заключаются в следующем:

- он не имеет механических упоров, где клапан может заклинить;
- позволяет получить различные законы регулирования за счет изменения конфигурации пропускных отверстий в керамических пластинах;
- керамика «не боится» загрязненной среды, твердость и износостойкость ее такова, что затвор «перекусывает» стальную проволоку диаметром 2 мм;
- обеспечивает точную регулировку подачи воды в области малых расходов, поскольку

Рисунок 1. Запорно-регулирующий клапан ДУ=50 мм.

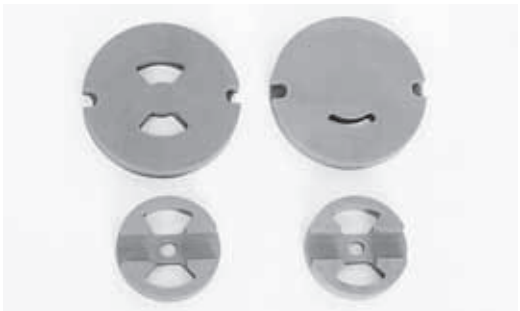


Рисунок 2. Керамические поворотные затворы.

обладает значительным интервалом регулирования – около 90º.

К одному из преимуществ нашего клапана можно отнести высокое весовое совершенство его конструкции. Вес клапана с проходным сечением Ду=50 мм составляет всего 8 кг, в то время как аналогичные агрегаты весят более 20 кг, что создает трудности при их монтаже.

Для различных систем мы поставляем клапаны с разными системами их управления.

Самый простой – управление ручными командами (фактически нажатием кнопки) на закрытие или открытие клапана. Единственная в данном случае автоматизация – остановка затворов в граничных положениях.

Более сложный вариант – управление от внешних контроллеров, например, контроллеров фирмы ОВЕН, осуществляемых ПИД регулирование. На клапан подаются команды на открытие или закрытие в зависимости от достижения, например, температуры

Рисунок 3. Действующий макет запорно-регулирующего клапана ДУ=25 мм. Управление приборами фирмы ОВЕН от термопары.

или давления требуемых значений, но фактическое положение затворов клапана не отслеживается.

В более «продвинутых» технологических системах, где управление процессами происходит с использованием компьютерной техники, мы можем предложить клапан, оснащенный собственным микроконтроллером, который позволяет:

- управлять клапаном, выдавая управляющие сигналы (к примеру, токовые 4...20 мА), и получать информацию об их отработке клапаном в виде токовых сигналов, соответствующих степени открытия затворов;

- перенастраивать диапазоны регулирования, не допускающие, например, полного закрытия клапана и ограничивающие его открытие до определенной величины (ограничение пропускной способности до заданного Kv);

- контролировать состояние привода и обеспечивать его аварийную остановку в нештатных ситуациях (например, попадания в затвор слишком большого инородного тела).

Являясь и разработчиками, и изготовителями этого агрегата, мы можем «приспособить» его непосредственно под нужды заказчика, как по механической стыковке (фланцы, муфты и т.д.) так и по электрическому интерфейсу.

В ценовом отношении наш клапан также выглядит предпочтительней аналогов – он практически на четверть дешевле отечественных «нержавеющих» образцов, и значительно дешевле импортных.

## ТЕРМОСТАТИЧЕСКИЙ ВЕНТИЛЬ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Идея регулирования расхода теплоносителя через квартирные конвекторы и радиаторы при изменениях температуры в жилых помещениях не нова, и на рынке существует великое множество таких регуляторов (термовентилей) и чувствительных элементов с иполнительными механизмами (термоголовок).

Что же можно еще предложить нового?

Нашими специалистами был создан термовентиль, принципиально отличающийся от аналогов по способности более точного поддержания выбранной потребителем температуры в помещении и по надежности его эксплуатации.

Не вдаваясь в детали точности регулирования, отметим лишь то, что регулирующий элемент (в нашем случае термовентиль) тем точнее может устанавливаться в заданное положение и поддерживать заданный расход теплоносителя, чем шире диапазон регулировки. Иными словами – чем больше возможный ход клапана относительно седла.

В нашем устройстве применен усилитель хода клапана , фактически рычаг, увеличивающий эти перемещения в 2,5 раза, по сравнению с управляющим перемещением штока термоголовки. Более точная установка положения клапана позволяет точно поддерживать выбранную температуру в помещении и таким образом избежать эффекта перерегулирования, сделать пользование отопительным прибором не только более комфортным, но и экономичным.

Долговечность агрегата, имеющего подвижные части, находящиеся, как в рабочей среде, так и выходящие за пределы полостей, заполненных этой средой, не в последней степени зависят от работоспособности герметизирующих уплотнений. Любой шток, совершающий поступательные перемещения и имеющий скользящие уплотнения, постепенно их

Рисунок 4. Термовентиль с одной из термогологоловок.

стирает, увеличивая вероятность возможной протечки. Кстати, сами скользящие уплотнения вносят паразитные силы трения, из-за чего возникает гистерезис при смене направления движения штока.

Наш термовентиль освобожден от подобных недостатков за счет применения иного способа герметизации подвижного элемента – герметизация с помощью эластичной армированной мембраны. Мембрана и разделяет заполненную теплоносителем под давлением полость с клапаном от «сухой» полости, где находится термоголовка.

Проведенные сравнительные испытания термовентилей показали, что с нашим агрегатом, не ухудшая точности регулирования, можно применять менее чувствительные и более дешевые термоголовки, что также делает его применение привлекательным и для производителей отопительных приборов и для населения.

статья подготовлена
**Л. Решетов ,** главный энергетик,
**В. Кузин** – заместитель главного энергетика,
**С. Хорьков** – начальник центра отдела главного энергетика ОАО «ИжАвто»

# Вновь о технологическом присоединении к электрическим сетям

**В июньском номере журнала «Энергетика. Энергосбережение. Экология» 2008 года под названием «Присоединяйтесь!» была опубликована статья, подготовленная пресс-службой филиала «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья».**

Статья содержит полезную для потребителей и сетевых организаций информацию о технологическом присоединении к электрическим сетям. Там же была помещена пошаговая схема технологического присоединения заявителя к объектам электросетевого хозяйства филиала и указаны телефоны для контактов и получения справочной информации. Одновременно появилась брошюра филиала, раскрывающая содержание нормативно-правового обеспечения и особенности технологического присоединения по общему и индивидуальному тарифу. Появление статьи и брошюры чрезвычайно своевременно и полезно для потребителей услуг сетевых организаций. Уже после их публикации обновился один из нормативных документов – появились «Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденные приказом № 202-э Федеральной службой по тарифам от 7 октября 2008 года». Существенным отличием этих указаний от предыдущих (Приказ ФСТ №277-э/7 от 23 октября 2007года) является то, что они определяют основные положения по расчету присоединения не только энергопринимающих устройств, но и объектов по производству электрической энергии.

Несмотря на солидную правовую, экономическую, организационную, техническую проработку технологического присоединения к объектам сетевого хозяйства потребители услуг подчас не могут получить ответы на возникающие «тонкие» вопросы. И эти вопросы должны быть направлены, в первую очередь, законодателю и регулятору.

Почему объекты малой генерации электрической энергии не получают льгот при технологическом присоединении своих объектов и должны платить за него на тех же условиях, что потребители электрической энергии? Малая электростанция решает не только проблемы электроснабжения конкретного предприятия, но и региона в целом. А в случае энергодефицитного региона, как например, Удмуртии, каждый вновь генерируемый киловатт имеет значительную ценность не только в настоящее время: как показывают прогнозы, его значимость в ближайшем будущем возрастет многократно. Безусловно, электрические сети требуют новых вложений, но регион должен четко разделять присоединенную к сети «мощность генерации» и присоединенную «мощность потребления» и соответствующим образом оценивать их.

Такой подход позволит стимулировать развитие малой генерации. Примеры подобного подхода показывает, например, Германия. Подключение «солнечного» генератора, установленного на крыше частного дома, к электросистеме, осуществляется за символическую плату, причем в ночные часы предприниматель покупает электроэнергию у сбытой компании, а днем он продает электроэнергию тому же энергосбыту, но уже по двойному тарифу. Очевидно, что сетевая организация должна быть заинтересована в увеличении числа присоединяемых к ней объектов малой генерации.

Почему уже в ориентировочных расчетах для индивидуального тарифа на технологическое присоединение к сетям филиала «Удмуртэнерго» закладывается налог на прибыль в объеме базовой налоговой ставки (20%) от стоимости всех затрат на присоединение, значительную долю которых составляет оборудование? Ссылка на принципы ценообразования по схеме «затраты плюс прибыль» не может удовлетворить потребителя услуг. По нашему мнению, нельзя ставить знак равенства между балансовой стоимостью оборудования и прибылью предприятия. Налог на прибыль — это прямой налог, взимаемый с прибыли организации (предприятия, банка, страховой компании и т.д.). Прибыль для целей данного налога, как правило, определяется, как доход от деятельности компании за минусом суммы установленных вычетов и скидок. Рост капитализации компании и налог на ее прибыль, безусловно, коррелируют, но и только. Кроме того, по результатам отчетного периода прибыли у компании  по разным причинам может и не быть. В конечном итоге, мы не выступаем против сложившейся практики ценообразования и практики формирования индивидуального тарифа на технологическое присоединение энергоустановок потребителей, мы только хотим отметить, что эта статья затрат должна быть ограничена разумными количественными пределами.

Далее. С кем должна заключать договор на технологическое присоединение сетевая организация? Только с собственником энергоустановки или возможен вариант договора с заказчиком - застройщиком? Другая формулировка этого вопроса раскрывает его главную подоплеку: кому должно принадлежать энергетическое оборудование, установленное на границе (за границей) балансовой принадлежности? Предлагается следующий вариант. Договор

заключается только с собственником, но плательщиком может выступать сторонняя организация. Актуальным является вопрос применения тарифов на присоединение к «сложным» сетям, имеющим нескольких собственников.

Обозначенными вопросами не ограничивается круг проблем, возникающих при технологическом присоединении. Решение их должно выступать стимулом к развитию, как сетевой организации, так и тех предприятий и организаций, для которых технологическое присоединение осуществляется, а также создавать условия для развития малой энергетики и использования нетрадиционных источников энергии в нашем регионе.

**Учитывая важность поднятой темы, редакция приглашает к её обсуждению все заинтересованные стороны: сетевые организации и предприятия, РЭК УР и др.**

статья подготовлена
**А. Сидоров,**
начальник конструкторского бюро ДООО «ИРЗ ТЭК»

# ДООО «ИРЗ ТЭК» внедряет энергосберегающее оборудование

**Внедрение энергосберегающего оборудования в технологические процессы – одно из наиболее актуальных и востребованных на сегодняшний день направлений в промышленности. Для эффективного решения задач энергосбережения предназначены преобразователи частоты; устройства плавного пуска электродвигателей, а также комплектные станции управления на их основе.**

Наиболее распространенный режим работы насосных установок в системе водоснабжения – подержание давления при переменном расходе. Для обеспечения возможности работы насосной станции в таком режиме необходимо предусматривать возможность регулирования выходных параметров (давления, подачи) насосных агрегатов. Одним из эффективных способов регулирования является изменение частоты вращения насосов.

Применение регулируемого привода, с одной стороны, стабилизирует давление в водопроводной сети. За счет этого обеспечивается экономия электроэнергии на подачу воды, сокращаются утечки и непроизводительные расходы воды, появляется возможность уменьшить площадь насосных станций путем увеличения единичной мощности насосных агрегатов и уменьшения их количества. С другой стороны, регулируемый привод усложняет эксплуатацию оборудования, требует более квалифицированного обслуживания, приводит к увеличению капитальных затрат. При разработке технико-экономического обоснования эти факторы должны быть учтены и сопоставлены по приведенным затратам согласно существующим методикам. Специалисты отдела сбыта ДООО «ИРЗ ТЭК» разрабатывают технико-экономическое обоснование, которое позволяет заказчику оценить целесообразность приобретения и монтажа станций управления с частотным регулированием.

Как правило, применение системы автоматического регулирования (САР) с регулируемым приводом обеспечивает экономию электроэнергии на 5 - 15 %, а в отдельных случаях и на 20 %. Расход воды за счет сокращения утечек и непроизводительных расходов уменьшается на 3-4 %.

При построении САР в качестве регулируемого параметра рекомендуется использовать давление в диктующей точке (диктующих точках) сети, а в отдельных случаях - на коллекторе насосной станции. Последнее возможно, когда станция расположена вблизи потребителей, например станция подкачки городского (промышленного) водоснабжения, или когда расчетами либо экспериментами установлено соответствие между изменениями давления в напорном коллекторе и диктующей точке. В ряде случаев в качестве регулируемого параметра может быть использован уровень воды в резервуаре или расход воды в водоводе. В случае, если у потребителя возникают

сомнения по поводу правильности выбора диктующей точки в системе водоснабжения, специалисты отдела сбыта ДООО «ИРЗ ТЭК» помогут проанализировать работу сети водоснабжения и выбрать оптимальное количество и положение диктующих точек в системе.

Регулируемым приводом из экономических соображений оборудуется, как правило, один агрегат в группе из двух-трех рабочих. В качестве регулируемого принимается наиболее крупный агрегат с наиболее пологой характеристикой. Эта мера препятствует образованию «мертвых зон». Оборудовать регулируемым приводом все работающие агрегаты следует в тех случаях, когда изменение частоты вращения регулируемого агрегата выводит остальные агрегаты в ненормальный режим работы, например, в зону низких КПД или кавитации.

При этом необходимо обеспечивать минимальную величину избыточных напоров, развиваемых насосами при всех режимах работы. Среди станций управления серии ИРЗ-600 есть изделия, предназначенные для управления насосными станциями, состоящими из одного, двух и трех агрегатов, любой из которых может быть регулируемым.

Станции управления серии ИРЗ-600 производства ДООО «ИРЗ ТЭК» на основе преобразователей частоты и устройств плавного пуска расширяют функциональные возможности указанных приборов и реализуют следующие функции:

- защита асинхронных электродвигателей от превышения рабочего тока (функция теплового реле);
- возможность запрета включения любого из подключенных электродвигателей;
- автоматический переход на резервный ввод электропитания (в исполнениях с АВР);
- плавный пуск и останов электродвигателя;
- поддержание заданного значения технологического параметра;
- автоматическая смена (ротация) активного электродвигателя для выравнивания времени наработки;
- автоматический останов с выдачей сигнала об аварии при неисправности датчиков;
- автоматический переход на релейное регулирование технологического параметра при блокировке преобразователя частоты;
- остановка рабочего электродвигателя при длительной работе на пониженной частоте (спящий режим);
- возможность автоматического включения пониженной уставки технологического параметра по времени (ночной режим);
- автоматическое включение необходимого числа насосов в зависимости от величины поддерживаемого технологического параметра;
- архивацию состояния оборудования и передачу данных в сеть диспетчерского управления
- возможность дистанционного управления.

Объединение частотно-регулируемых электроприводов в систему, в которой управление частотой осуществляется наряду с контролем целого комплекса различных технологических параметров, позволяет получить дополнительный экономический эффект.

Экономический эффект достигается за счет полной или частичной автоматизации всего технологического процесса. В результате, снижается влияние человеческого фактора на ход технологического процесса, повышается качество продукции и продолжительность эксплуатации оборудования, повышается управляемость технологическим процессом.

статья подготовлена
**Е. Загорская,**
директор по маркетингу
ООО «ГЛЕС-Индустрия»

# Получение электрической энергии за счет пиролиза твердых бытовых отходов

**Основным направлением деятельности американской компании Green Light Energy Solutions и его дочернего российского предприятия ООО «ГЛЕС-Индустрия» является разработка и внедрение инноваций в области альтернативной энергетики, которые мы предлагаем для решения наиболее острых сегодня проблем в области экологии и энергообеспечения.**

Одним из таких решений является технология преобразования отходов в энергию. Заниматься этим аспектом компанию побудила катастрофическая экологическая ситуация в крупных городах России, особенно в Москве, вызванная захламлением земель свалками отходов. Ежегодно в столице образуется более 5 млн т твердых бытовых отходов, причем темпы их образования с каждым годом увеличиваются на 4–5 %.

Наиболее распространенные в нашей стране способы утилизации отходов – полигонное захоронение и мусоросжигание – представляют сильнейшую угрозу окружающей среде и нашей жизни. Свалки являются источником инфекций, разносимых птицами и насекомыми в зимний период. Токсины и другие ядовитые вещества проникают в грунтовые воды через почву или во время паводков. При сжигании ТБО в атмосферу выбрасывается огромное количество вредных веществ – фуранов, летучих тяжелых металлов, золы и диоксинов, которые значительно повышают риск онкогенных заболеваний и угнетают репродуктивные функции организма. В Европе и США такие заводы запрещены и закрываются.

Экологически чистой альтернативой традиционным способам утилизации отходов является технология, предлагаемая нашей компанией – Waste Conversion Pyrolysis.

В основе этой технологии – пиролиз, при котором идет разложение вещества под воздействием высоких температур в бескислородной среде и превращение его в газ. В отличие от мусоросжигания, он обеспечивает отсутствие опасных веществ как в атмосферных выбросах, так и в остатке, уменьшая при этом объем отходов на 92 %.

Пиролиз позволяет перерабатывать различные виды отходов: твердые бытовые отходы, ТБО, автомобильные покрышки, ядовитые отходы, медицинские отходы, резинотехнические изделия, отходы сточных вод, пластик всех видов, нефтешламы, древесные отходы.

Учитывая преимущества этой технологии перед полигонным захоронением и мусоросжиганием, ее использование в крупных городах и мегаполисах особенно актуально для переработки твердых бытовых отходов.

Технология разрабатывалась в Калифорнии в течение более 15 лет, опытная установка на базе этой технологии была построена и введена в действие в США в 2004 году, а в 2006 году она была сертифицирована для коммерческого использования и признана одной из лучших технологий по утилизации отходов в США. Сейчас эта установка находится в рабочем состоянии.

После прохождения линии сортировки сырье осушается и измельчается для повышения эффективности процесса, и попадает в пиролитический реактор.

В результате реакции пиролиза мы получаем синтетический горючий газ и коксующийся уголь. Объем этого остатка – от 2 до 10 % от массы поступившего в реактор сырья, по своим качествам он пригоден для дальнейшего использования.

В данной схеме мы используем термический окислитель, в котором при высокой температуре до 1200’С сгорают все вредные компоненты, содержащиеся в синтетическом газе. Выходящий горячий газ преобразовывается в пар для выработки электрической энергии на паровой турбине, с коэффициентом преобразования 30 %.

Отходящие газы из парогенератора проходят сухую и мокрую очистку и после этого могут быть выпущены в атмосферу. Экспертиза, проведенная окружным органом контроля над качеством воздуха на южном побережье Калифорнии,

подтвердила, что качество выпускаемых газов не только соответствует, но и превосходит самые строгие экологические стандарты. По сравнению с мусоросжигательными заводами, количество окиси углерода минимально, меньше окиси азота, отсутствуют диоксины, фураны, свинец, ртуть, практически отсутствуют никель, сера, мышьяк.

Одна установка производительностью 125 тонн в сутки позволяет принимать до 265 тонн ТБО в сутки для выработки 5 МВт*ч экологически чистой электрической энергии. Установки спроектированы по принципу модульности, поэтому при комплексном размещении и использовании общая мощность фактически не ограничена. Например, использование трех установок производительностью 125 т/сутки каждая позволяет принимать до 800 т отходов в день и получать 15 МВт*ч.

Данные технические характеристики целесообразно сравнить с аналогичными характеристикми МСЗ. Пример реального проекта в России: строительство в Таганроге электростанции, работающей на сжигании ТБО, по австрийской технологии фирмы Enova. Планируемая мощность этой электростанции составит около 60 тыс. МВт, мощность переработки ТБО – 150 тыс. т в год. Три установки по технологии Waste Conversion Pyrolysis дают более 132 тыс. МВт (это в 2 раза больше), перерабатывая 136 тыс. т осушенного сырья. При этом сохраняется здоровье людей и не требуется затрат на оздоровительные и экологические программы.

Экономически проект достаточно эффективен, источниками дохода являются продажа электрической энергии и приемка отходов, возможна реализация коксующегося угля, выпадающего из реактора в результате пиролиза.

Операционнные расходы:

Установки работают на природном газе. При размещении установок на полигоне ТБО мы можем использовать выделяемый свалкой биогаз – метан и, таким образом, сократить расходы.

Окупаемость проекта составляет от 3 до 5–6 лет и зависит от:

- тарифов на электроэнергию, природный газ;
- стоимости приемки отходов;
- транспортных издержек (включая обслуживание и ремонт транспорта);
- инфраструктуры свалки;
- площади и «возраста» свалки;
- реализации угля и дополнительных источников прибыли, речь о которых пойдет позже.

Точные показатели рентабельности рассчитываются для каждого проекта индивидуально на основании первичного инженерного исследования, при условии предоставления точных данных по тарифам.

В этом году специалисты ООО «ГЛЕС-Индустрия» усовершенствовали американскую технологию, что позволило увеличить производительность электроэнергии и КПД системы в целом при тех же экологических параметрах, а также получать углекислый газ, пригодный для коммерческой реализации.

Данная технология не рекомендована для переработки ТБО, однако может хорошо зарекомендовать себя для переработки отходов химической, пищевой, лесоперерабатывающей промышленности, изношенных шин, крайне опасных для города медицинских отходов, сточных вод и т.п.

Как и в первой системе, осушенное и измельченное сырье преобразуется в синтетический газ и коксующийся угольный остаток. Сингаз проходит многоступенчатую систему очистки и направляется на когенерационную установку. Когенерация позволяет сочетать выработку электрической энергии с тепловой энергией с КПД 60–80 %. При этом калорийность очищенного газа выше, и в этом случае одна установка вырабатывает до 10 МВт*ч на 125 тонн осушенного сырья.

В этой технологии мы можем использовать побочные продукты процесса для поддержания работы установки. Кокс, выпадающий в результате пиролиза в реакторе и смолы, отделяемые от газа в процессе очистки, пригодны для сжигания в топке для нагрева реактора. Отходящее тепло реактора улавливается и может быть использовано для нагрева устройства сушки отходов.

Таким образом, установка сама обеспечивает свою работу. Потребность во внешнем топливе минимальна и ограничивается необходимостью первичного нагрева реактора при помощи природного газа.

Итак, расходы на содержание установки сведены к минимуму, кроме того, помимо электроэнергии, имеются дополнительные источники доходов (углекислый газ, выделяемый в процессе очистки, и, в ряде случаев, доходы от приемки отходов).

В качестве дополнительных источников прибыли предлагается использовать механизмы Киотского протокола. Установки Waste Conversion Pyrolysis предотвращают выбросы метана со свалок и в год зарабатывают до 1 млн углеродных кредитов, которые могут быть реализованы по ценам от 17 до 50 евро. С учетом реализации этих возможностей срок окупаемости проекта может реально сократиться до 3 лет. Кроме того, согласно закону №250-ФЗ от 4 ноября 2007 года к рыночной стоимости электроэнергии, полученной из возобновляемых источников, устанавливается надбавка.

статья подготовлена
**О. Варфоломеева,** к.т.н., доцент,
В. Диденко, д.т.н., проф.
ГОУ ВПО «Ижевский государственный технический университет»

# Исследование теплогидравлических процессов в основных резервуарах мазутных хозяйств

**Опыт эксплуатации действующих мазутных хозяйств теплогенерирующих установок показывает наличие серьезных проблем. Одной из таких проблем, требующих решения, являются существенные теплопотери от основных резервуаров для хранения жидкого топлива, так как они приводят к большим эксплуатационным затратам.**

Мы рассматриваем циркуляционный способ разогрева топлива в основных резервуарах мазутных хозяйств, как рекомендуемый нормативными документами. Существующие методы расчета процессов циркуляционного разогрева не дают требуемого представления о тепловых и гидравлических процессах внутри резервуара. Поэтому требуются математические модели, свободные от этого недостатка.

Для описания процессов в резервуаре предложена следующая математическая модель, разработанная на основе двухмерных нестационарных уравнений Навье-Стокса, записанных в обобщенном виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(y\,\rho\,Q) + div(y\,\rho\,u\,Q) = div(y\,\Gamma\,grad Q) + y S_Q,$$

где

$Q$ – обобщенная переменная, вектор зависимых переменных задачи;

$\Gamma$ – коэффициенты переноса, учитывающие диффузию и теплоперенос;

$SQ$ – источниковые члены, соответствующие компонентам вектора $Q$.

$$Q = \begin{Bmatrix} 1 \\ u \\ v \\ T \end{Bmatrix} \qquad \Gamma = \begin{Bmatrix} 0 \\ \mu \\ \mu \\ \lambda/c \end{Bmatrix}$$

$$S_0 = \begin{Bmatrix} 0 \\ -\partial(y\,p)/\partial x + y\rho g\beta\varsigma \\ -\partial(y\,p)/\partial y - 2y\mu\, v/y^2 \\ 0 \end{Bmatrix},$$

где

$u$ – проекция вектора скорости на ось $X$,

$v$ – проекция вектора скорости на ось $Y$,

$T$ – температура,

$\mu$ – коэффициент динамической вязкости,

$p$ – давление,

$\lambda$ – коэффициент теплопроводности жидкости,

$c$ – теплоемкость жидкости,

$\beta$ – коэффициент температурного расширения жидкости,

$\varsigma$ – повышение температуры нагретой частицы жидкости, по сравнению с температурой частиц, оставшихся не нагретыми,

$\rho$ – плотность жидкости.

Замыкающими соотношениями для этой системы уравнений являются температурные зависимости теплофизических характеристик мазута.

На рисунке 1 изображена схема установки для циркуляционного подогрева. Расчетными областями для системы исходных уравнений являются 6, 7 и 2.

В паромазутном теплообменнике (5) осуществляется подогрев мазута до температуры 70–120 ˚С, в зависимости от марки мазута. Горячий мазут подается в резервуар-хранилище (3) по мазутопроводу (1), ось которого совпадает с осью резервуара. Нагретый мазут отводится с помощью системы трубопроводов (2), расположенных равномерно по периметру резервуара вблизи дна. Циркуляция мазута в системе осуществляется с помощью насоса (4). В расчетах система отводящих трубопроводов заменяется эквивалентной кольцевой щелью, что позволяет рассматривать расчетную

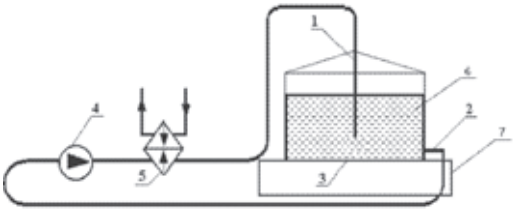


Рисунок 1. Схема установки для циркуляционного подогрева мазута.

область в цилиндрической системе координат, симметричной относительно оси X. Уравнения сохранения количества движения решаются для области, заполненной мазутом (6), а уравнение сохранения энергии – для областей 6 (мазут) и 7 (грунт). Граничные и начальные условия задаются в соответствии с конструкцией резервуара и климатическими условиями на наружной поверхности.

Получение разностных уравнений основано на методе контрольного объема. В нашей работе используется шахматное расположение сетки, когда компоненты скорости рассчитываются на гранях контрольных объемов, а давление в узлах сетки. Решение разностных уравнений производится методом SIMPLE.

Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкую жидкость (мазут) выполняется с помощью известных соотношений по методике, изложенной в «Типовых работах по проектированию и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов» (П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов):

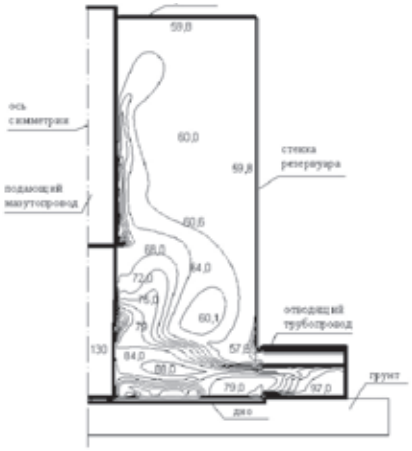



Рисунок 2. Температурное поле в резервуаре в момент выхода на стационарный режим.

$$H = k_H H_B ; \qquad Q = k_Q Q_B ; \qquad \eta = k_\eta \eta_B ;$$

где

$H_B$, $Q_B$, $\eta_B$– напор, подача и КПД насоса при работе на воде;

$H$, $Q$, $\eta$ – напор, подача и КПД насоса при работе на вязкой жидкости;

$k_H$, $k_Q$, $k_\eta$– коэффициенты пересчета, соответственно, напора, подачи и КПД насоса с воды на вязкую жидкость, которые зависят от зоны гидравлического сопротивления, в которой работает насос.

На рисунке 2 представлены температурные поля в резервуаре в момент выхода на стационарный режим. Из анализа рисунка 2 следует, что в случае классической конструкции до требуемой температуры (80 $^0$C) разогрето только 5,2 % объема резервуара. Причиной этого является локализация зоны разогрева вблизи дна резервуара. В случае установки резервуара на грунт без теплоизоляции такая локализация приводит к возрастанию теплопотерь через дно. Для исключения этого недостатка предложено использовать так называемые направляющие элементы, изменяющие направление струй разогретого мазута в резервуаре.

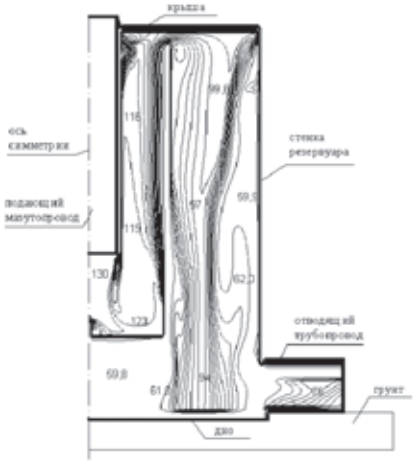



Рисунок 3. Температурное поле в резервуаре с направляющим элементом в форме цилиндрической трубы с донным отражателем глухого типа в момент выхода процесса на стационарный режим.

На рисунке 3 представлено температурное поле в резервуаре с направляющим элементом в форме цилиндрической трубы с донным отражателем глухого типа в момент выхода процесса разогрева на стационарный режим. Таким образом, расчетная детализация процесса разогрева мазута позволяет выработать наиболее экономичные схемы организации циркуляционных процессов в резервуаре.

статья подготовлена
**Д. Плотников,**
старший преподаватель
В. Диденко, д.т.н., проф.
ГОУ ВПО «Ижевский государственный технический университет»

# Усовершенствованная технология производства пеллет

**Из существующих в настоящее время методов применения биотоплива наибольший интерес для реконструируемых котельных представляют, так называемые, топливные гранулы, или пеллеты. Это связано с тем, что горелки на пеллетах возможно ставить на котлы с камерной топкой, которые наиболее распространены в РФ. Автоматизация котельной на пеллетах сравнима с газовой котельной, то есть возможна эксплуатация в режиме «приходящего персонала».**

К сожалению, их высокая цена ограничивает применение пеллет в России. Основная стоимость пеллет складывается из стоимости сырья и затрат на обеспечение технологии теплом и электроэнергией (рисунок 1)

Однако существуют большие запасы дешевого сырья, которые в настоящее время не используются по причине экономической нерентабельности. Это отвалы опила в брошенных лесхозах и порубочные остатки на лесосеках. Вывоз их транспортом не представляется возможным из-за больших транспортных расходов. В ИжГТУ была разработана технология, позволяющая производить пеллеты непосредственно там, где имеются вышеуказанные скопления сырья. Принципиальная схема установки приведена на рисунке 2.

При этом себестоимость пеллет снижается до 0,7–0,8 р/кг за счет снижения затрат на транспортировку и отсутствия платы за энергоносители. Основным отличием установки от аналогов является выработка тепла и электричества для технологического процесса непосредственно от сжигания перерабатываемого сырья, что делает установку мобильной и не требующей подвода энергии от сторонних источников. Топливом для питания газогенераторов служит высушенный опил, отбираемый из технологического цикла после барабанной сушилки.

Внешний вид агрегатов представлен на рисунках 3–7. Перерабатываемое сырье (тонкомер, горбыль, порубочные остатки) подается в

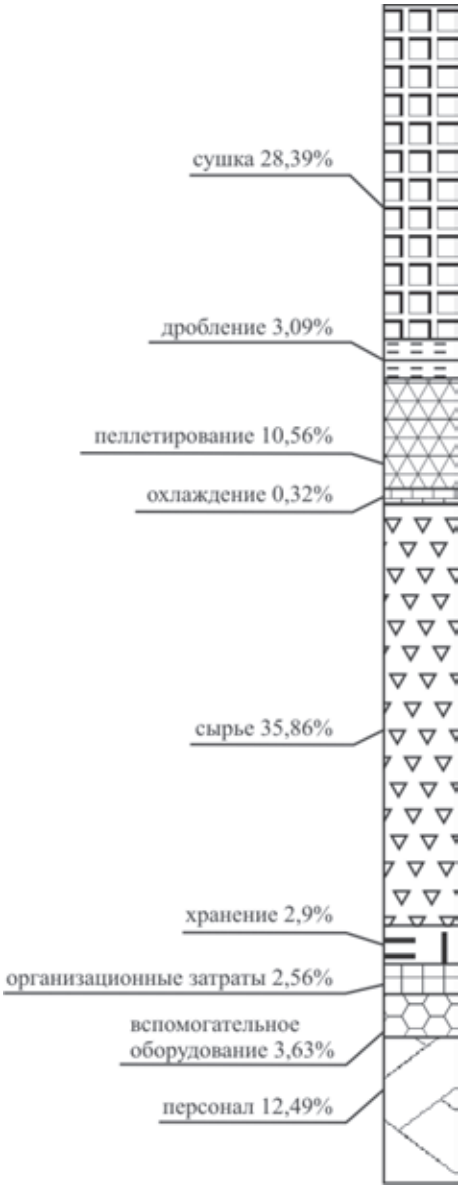



Рисунок 1. Затраты на производство пеллет.

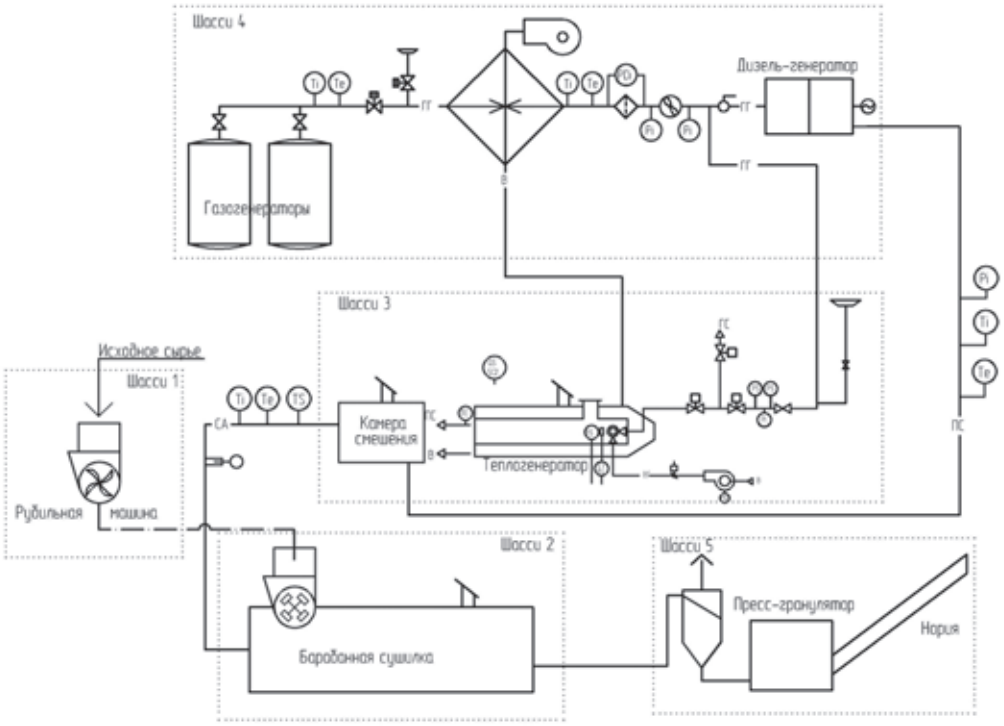



Рисунок 2. Принципиальная схема установки.

рубильную машину, расположенную на шасси № 1. Полученная щепа поступает на молотковую дробилку и далее – в барабанную сушилку (шасси № 2), где подсушивается до влажности 10–12 %, после чего подается в блок прессования (шасси № 5). Здесь, в циклоне древесная мука отделяется от сушильного агента. Часть сырья, в количестве примерно 30 %, идет на наполнение бункера газогенератора, а основная масса подается на пресс-гранулятор, где гранулируется. Готовые гранулы, имеющие высокую температуру, попадают на транспортер-охладитель (нория), охлаждаются и упаковываются в пакеты. Часть сырья, отбираемая после барабанной сушилки и подающаяся на газогенераторы, служит для выработки тепловой и электрической энергии. В энергоблоке (шасси № 4) происходит газификация топлива, охлаждение и очистка полученного генераторного газа, а также его сжигание в газовом двигателе с получением электрической энергии.

Первоначальный пуск установки производится на ввозимом топливе. Для газогенератора это сухой опил либо пеллеты. Пуск дизеля производится на жидком топливе. После выхода на рабочий режим дизель переводится на питание генераторным газом, а на газогенераторы идет сухой опил, отбираемый из технологического цикла после барабанной сушилки. Из применения сырья с большим выходом смолистых веществ был применен слоевой (с обращенным процессом газификации) газогенератор. Он позволяет получать генераторный газ, не загрязненный смолистыми веществами, что не возможно получить при прямой и поперечной схемах. Чистота газа требуется для надежного питания двигателя. Полученный газ содержит две основные горючие части – окись углерода CO и водород $H_2$, а также балласт в виде $N_2$, $CO_2$, $H_2O$. После газогенератора газ охлаждается в кожухотрубном теплообменнике, служащем также гравитационным осадителем. При этом охлаждающей средой является воздух, идущий на приготовление сушильного агента. После теплообменника газ фильтруется на сетчатых фильтрах, и дымососом подается на сжигание в газовый двигатель и на горелку теплогенератора (шасси № 4).

В установке применены следующие энергосберегающие решения:

а) газ, выходящий с газогенератора, имеет высокую температуру порядка 400 $^0$C. Для стабильной работы газового двигателя его требуется охладить до 30 $^0$C. Газ охлаждается в теплообменнике. При этом воздух, забравший тепло, является одним из компонентов сушильного агента;

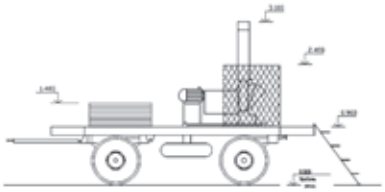


Рисунок 3. Шасси № 1. Рубильная машина.

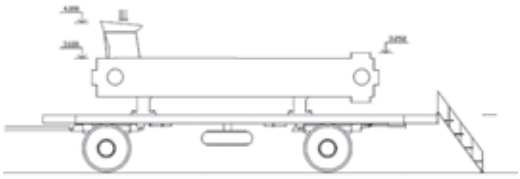


Рисунок 4. Шасси № 2. Барабанная сушилка.

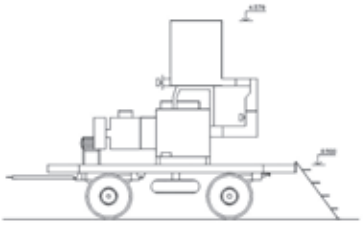


Рисунок 5. Шасси № 3. Теплогенератор. Камера смешения.

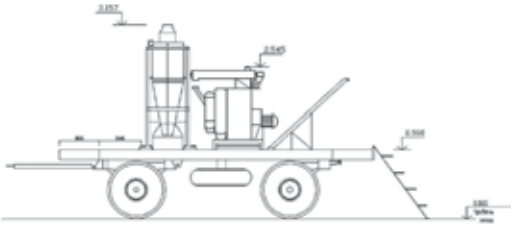


Рисунок 6. Шасси № 5. Циклон, пресс-гранулятор, нория.

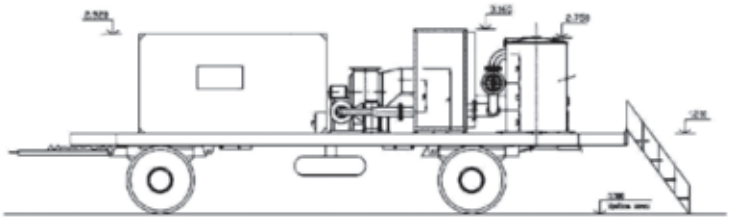


Рисунок 7. Шасси № 4. Энергоблок.

б) охлаждение камеры сгорания теплогенератора осуществляется воздухом, проходящим через кольцевой канал вокруг нее, при этом подогретый воздух используется, как один из компонентов сушильного агента,

в) выхлоп, образующийся после газового двигателя, имеет высокую температуру и поэтому применяется, как один из компонентов сушильного агента.

Таким образом, сушильный агент, применяемый в барабанной сушилке для подсушивания сырья состоит из: а) нагретого воздуха из теплообменника и кольцевого зазора теплогенератора, б) продуктов сгорания от теплогенератора, в) продуктов сгорания от газового двигателя.

Применение данных решений потребовало построения нетиповой J-d диаграммы сушильного агента, по которой осуществлялся проверочный расчет барабанной сушилки. Кроме того, была разработана методика по расчету всей установки, позволяющая получать рассчетные характеристики всех энергоносителей и производить подбор или конструирование узлов комплекса, в зависимости от проектной мощности и применяемого сырья.

Исходя из условия мобильности комплекса, были рассмотрены варианты технологических линий различной производительности. При этом по массовым и габаритным характеристикам наиболее подходящим оказалась производительность 1000 кг/час (пеллет). Типовое оборудование на данную производительность возможно установить на стандартное шасси (9х2,5) и (6х2,5), что позволяет перемещать комплекс без разрешения ГИБДД.

Данная установка защищена патентной грамотой: «Установка переработки биотоплива» № 55774 от 28 марта 2006 г. (патентообладатель – ГОУ ВПО «Ижевский государственный технический университет», авторы В. Диденко, Д. Плотников).

Таким образом, предлагаемая технология позволяет производить экологически чистое, возобновляемое, удобное в эксплуатации топливо, которое, при существующей ценовой ситуации на российском рынке энергоносителей, имеет свою товарную нишу – негазифицированные частные дома и котельные.

статья подготовлена
**Д. Хворенков,**
старший преподаватель,
В. Диденко д.т.н., проф.,
О. Варфоломеева, к.т.н.,
доцент ГОУ ВПО «Ижевский государственный технический университет»

# Об утилизации теплоты продуктов сгорания в газовом тракте котельных установок

**Повышение энергоэффективности систем теплоснабжения в настоящее время является важнейшей задачей в теплоэнергетике в условиях стабильно растущих цен на топливо. Повышение КПД теплоисточника – одно из возможных направлений решения этой задачи. В тепловом балансе котельного агрегата наибольшее значение имеет потеря тепла с уходящими газами.**

Наиболее простой и эффективный путь повышения КПД теплоисточника – утилизация теплоты продуктов сгорания. Существует множество способов использования теплоты дымовых газов. Процессы теплообмена производятся в теплообменных аппаратах различных типов. Наиболее эффективны теплообменники, использующие теплоту конденсации уходящих газов. Однако при этом важно избежать негативных процессов, возникающих при снижении температуры дымовых газов в элементах тягодутьевого тракта котельных установок, таких, как конденсатообразование, низкотемпературная коррозия.

Вероятность конденсации водяных паров из продуктов сгорания на хвостовых поверхностях нагрева котельных агрегатов снижают путем поддержания температуры нагреваемой среды на входе в них не ниже температуры точки росы дымовых газов. Конденсацию водяных паров в дымовых трубах предотвращают путем поддержания температуры входящих в нее продуктов сгорания на определенном уровне либо теплоизоляцией ее поверхности. Конденсатообразование в дымовых трубах недопустимо, так как приводит в случае кирпичной дымовой трубы к разрушению раствора швов и кирпича, в случае железобетонной трубы – к коррозии арматуры и разрушению бетона, в стальных трубах – к химической коррозии.

Рассматривалась котельная с двумя котлами ДКВР 2,5–13, предназначенная для покрытия отопительной нагрузки жилого микрорайона в г. Ижевске. Продукты сгорания от котельной отводятся через стальную дымовую трубу DУ 400 мм, высотой 31,815 м. Для этой котельной численно анализировалась возможность утилизации теплоты продуктов сгорания при условии отсутствия конденсации водяных паров в дымовой трубе. Анализ проводился путем численного моделирования газодинамики и теплообмена продуктов сгорания с помощью программного комплекса FlowVision. Решалась сопряженная задача теплообмена. Теплообмен на внешней поверхности дымовой трубы описывался соответствующими критериальными уравнениями, учитывающими обдув ветром поверхности трубы.

Задачей расчета было определить нижний предел температуры дымовых газов на входе в дымовую трубу, при которой на внутренней поверхности трубы не образуется конденсат. Количество теплоты, которое технически возможно утилизировать определяется разностью искомой температуры и реальной температурой дымовых газов на входе в трубу. Реальная температура дымовых газов при различных режимах работы котельной принималась по режимным картам котлов и показана на рисунке 1.

Расчетная величина нижнего предела температуры продуктов сгорания, при выполнении условия отсутствия конденсации на поверхности дымовой трубы водяных паров, приведена на рисунке 1.

По результатам исследования можно заключить, что существует реальная возможность повысить КПД котельной на 3 % за счет утилизации теплоты уходящих газов, не допуская конденсатообразования в дымовой трубе. При этом следует учитывать, что на конденсатообразование оказывает влияние множество факторов, поэтому подходить к решению описанной задачи, необходимо индивидуально.

Рисунок 1. Реальная и расчетная температуры на входе в дымовую трубу.

статья подготовлена
**Д. Попов,**
ГОУ ВПО «Ижевский государственный технический университет»

# Очистка биогаза от $CO_2$

**Рациональное использование отходов агропромышленного производства – большая и важная проблема современности. Она связана, с одной стороны, с возможностью использования огромного энергетического потенциала биомассы для получения газообразного топлива и качественных удобрений, с другой – с необходимостью предотвращать загрязнение водоемов и заражение почвы.**

Одной из основных причин, затрудняющих повсеместное производство и использование биогаза, является большое содержание в нем углекислого газа (27–44 %). Промышленные способы удаления указанной балластной примеси, основанные на применении растворов щелочи, карбонатов, этаноламинов, ввиду значительной стоимости последних могут оказаться неприемлемыми для малых и средних фермерских хозяйств.

Наиболее простой путь – использование мембранных контакторных систем и растворение углекислого газа в воде с разделением их, соответственно, на летний и зимний режимы эксплуатации биогазовой установки. В последнем случае поглотитель можно использовать в качестве теплоносителя для обогрева помещений зданий и биогазового реактора (рисунок 1).

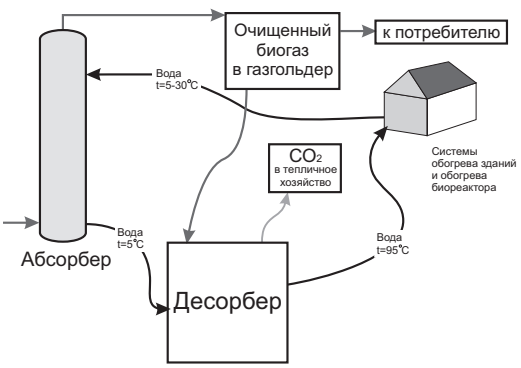



Рисунок 1. Схема распределения потоков для зимнего режима эксплуатации биогазовой установки.

Известно, что растворимость углекислого газа в воде практически в 30 раз превышает аналогичный показатель у метана. Особенно скорость растворимости велика при пропускании газа в виде пузырьков через холодную воду.

Сам процесс барботажа проще организовать в вертикальной трубе большого диаметра (абсорбере), в нижней части которой размещается дырчатый лист. Кроме того, необходимым будет использование десорбера для регенерации абсорбента.

Диаметр барботажной колонны принимается в зависимости от расхода, получаемого в результате метанового брожения газа. Необходимую же высоту абсорбера можно определить, если рассмотреть процесс всплытия группы пузырьков в вязкой жидкости (процесс барботажа).

Ввиду малости скорости жидкой фазы, по сравнению со скоростью всплывающих пузырьков, то есть $V_1 << V_2$ (где индексы: «1» относится к параметрам жидкой фазы, «2» – к параметрам газовой фазы, «∑» – к параметрам на межфазной границе), можно считать жидкую фазу неподвижной. Сформулированная ниже система уравнений описывает одномерное, стационарное изменение по продольной оси барботажного канала параметров газожидкостной смеси, состоящей из несжимаемой жидкости с неизменной температурой и сферических газовых включений, без учета процессов столкновения, дробления и коагуляции дисперсных частиц. Модель включает в себя уравнения:

– сохранения массы газовой фазы:

$$\frac{d\left(\varphi_2 \rho_2 V_2\right)}{d x} = -n\, j \,;$$

– сохранения количества дисперсных включений

$$n = \frac{n_0 V_{20}}{V_2} = \frac{3\varphi_2}{4\pi r^3} \,,$$

– сохранения импульса газовой фазы:

$$V_2 \frac{d V_2}{d x} = -\frac{3}{j_1 \rho_1} \frac{d p_1}{d x} - \frac{3}{2 \pi r^3 \rho_1} f_\mu - 3 \frac{j_1^2}{r} V_2^2 \Theta,$$

– сохранения энергии газовой фазы:

$$\varphi_2 \rho_2 V_2 c_V \frac{dT_2}{dx} = \frac{\varphi_2 p_2}{\rho_2} V_2 \frac{d \rho_2}{dx} + nq - njc_V \left(T_1 - T_2\right),$$

– радиальной деформации пузырьков:

$$\left(1-\psi^{(1)}\right) r V_2^2 \frac{d \square}{d x} = \frac{p_2 - p_1 - 2\Sigma / r}{\rho_1} - \frac{4 \mu_1 V_2 \Theta}{r \rho_1} -$$

$$-\left(1-\psi^{(2)}\right)\frac{3}{2} V_2 \Theta^2 + \left(1-\psi^{(3)}\right)\frac{V_2^2}{4} - \left(1-\psi^{(1)}\right) r V_2 \Theta \frac{d V_2}{d x},$$

– для определения радиуса пузырьков:

$$\frac{d r}{d x} = \Theta - \frac{j}{4 \pi r^2 \rho_1 V_2},$$

В представленных выражениях: $\varphi_k$, $\rho_k$, $T_k$ – объемная концентрация, плотность и температура $k$-той фазы ($k=1,2$), причем $\varphi_1+\varphi_2=1$, $\rho_1=const$, ; $T_1=const$; $n$, $r$ – числовая концентрация и радиус дисперсных включений; $\Theta$ – конвективная составляющая скорости межфазной границы, отнесенная к скорости пузырька; $\mu_1$ – коэффициент динамической вязкости несущей фазы; $c_V$ – изохорная теплоемкость газа; $\sum$ – коэффициент поверхностного натяжения; $f_\mu=1/2 C_\mu \pi r^2 \rho_1 V_2^2$ – сила сопротивления обтеканию пузырька; $C_\mu$ – коэффициент сопротивления обтеканию; $p_1=p_{1H}+\rho_1 g(H-z)$ – давление жидкости; $p_2=\rho_2 R T_2$ – давление газа в пузырьках; $R$ – газовая постоянная; $\psi^{(1)}$, $\psi^{(2)}$, $\psi^{(3)}$ – коэффициенты, учитывающие влияние неодиночности пузырьков на величину присоединенных масс; $q=4\pi r^2 \alpha (T_1 - T_2) = 2\pi r Nu \lambda_1 (T_1 - T_2)$ – тепловой поток, приходящийся на одну дисперсную частицу; $Nu = 1{,}3 Pr^{0,15} + 0{,}66 Re^{0,5} Pr^{0,31}$ – число Нуссельта; $Pr = (R + c_V)\mu_1/\lambda_1$ – число Прандтля; $Re = 2 r V_2 \rho_1 / \mu_1$ – число Рейнольдса; $\lambda_1$ – коэффициент теплопроводности; $j = 2\pi r D Sh K_\Sigma$ – интенсивность растворения $CO_2$ в воде; $D$ – коэффициент диффузии; $Sh = 2 + 0{,}55 Re^{0,5} Sc^{0,667}$ – число Шервуда; $Sc = \mu_1/(\rho_1 D)$ – число Шмидта; $K_\Sigma$ – максимально возможная при заданных температуре и давлении концентрация растворенного углекислого газа на межфазной границе.

Коэффициент сопротивления обтеканию зависит от числа Рейнольдса и объемной концентрации пузырьков и определяется следующим образом:

$$C_\mu = \begin{cases} \dfrac{24\left(1+\dfrac{1}{6}Re^{1/3}\right)}{Re\left(1-\varphi_2\right)}, & при \quad Re < 15 \\ \dfrac{68}{Re\left(1-\varphi_2\right)}, & при \quad 15 \le Re \le 500 \\ \left(\dfrac{1845}{Re} + \dfrac{192}{\sqrt{Re}} + 5{,}07\right)\left(1-\varphi_2\right)^{-1}, & при \quad Re > 500 \end{cases}$$

Поскольку непрерывная фаза рассматривается, как термостат, для расчета выбраны два характерных температурных режима: $T_1 = 5^0$C и $T_1 = 15^0$C . Исходя из обработки опытных данных по растворению $CO_2$ в воде, приводимых в «Расчете колонных аппаратов для очистки газовых смесей от углекислоты» (О.С. Чехов, В.Е. Пивоваров), для первого режима получается

$$K_\Sigma = \rho_2 \left(-1{,}797 * 10^{-12} p_2^2 + 1{,}602 * 10^{-5} p_2 + 2{,}368\right),$$

для второго режима:

$$K_\Sigma = \rho_2 \left(-5{,}847 * 10^{-13} p_2^2 + 8{,}039 * 10^{-6} p_2 + 1{,}723\right).$$

Дополнительно необходимо ввести в рассмотрение объемные концентрации составляющих биогаза: $\gamma_{CH2}$ и $\gamma_{CO2}$ . Уменьшающееся значение концентрации $CO_2$ в результате растворения, очевидно, определяется следующим образом:

$$\gamma_{CO_2} = \gamma^0_{CO_2} - \frac{\varphi_{20} - \varphi_2}{\varphi_{20}},$$

где $\gamma^0_{CH2}$ – содержание углекислоты в исходном биогазе.

Для проведения численного интегрирования необходимо обыкновенные дифференциальные уравнения представленной системы привести к канонической форме,

$$\frac{d \Phi}{d x} = F_k,$$

где $\Phi = \{V_2, \rho_2, T_2, \Theta, r\}^T$.

Уравнения решались методом Рунге-Кутта четвертого порядка точности. Необходимые для интегрирования начальные условия использовались в виде: $V_2 = V_{20}$; $T_2 = T_{20}$; $r = r_0$; $\Theta = 0$; $\varphi_2 = \varphi_{20}$; $\varphi_1 = 1 - \varphi_{20}$; $n_0 = 3\varphi_{20}/4\pi r_0^3$; $p_{10} = p_{1H} + \rho_1 g H$; $p_{20} = p_{10} + 2\sum / r_0$; $\rho_{20} = p_{20}/RT_{20}$.

Результаты расчетов представлены на рисунках 2–5. Из рисунка 2 явным образом прослеживается растворимость газа в воде и соответствующее снижение радиуса пузырька. Причем, полная его растворимость будет тем быстрее, чем меньше исходный радиус. Результаты, показанные на графиках рисунка 3,

дают основание для использования в качестве абсорбера вертикальной трубы, диаметр которой зависит от расхода очищаемого биогаза, а высота не превышает 2,5 м в зимний период эксплуатации и 4,5 м в летний период.

Изображенные на рисунке 4 графики изменения скорости характеризуются различной длиной переходной зоны, зависящей от начального радиуса дисперсных включений. На рисунке 5 показано снижение газосодержания смеси по высоте барботажного устройства при подаче газовой фазы с температурой на 20 $^0$C, превышающей температуру жидкой фазы. Здесь наблюдается более интенсивный массоперенос, связанный с передачей тепла и пульсациями пузырьков.

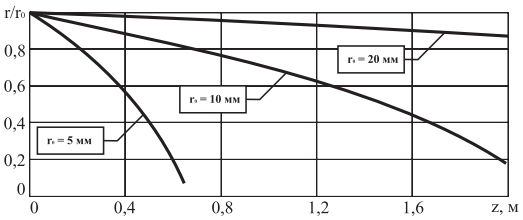
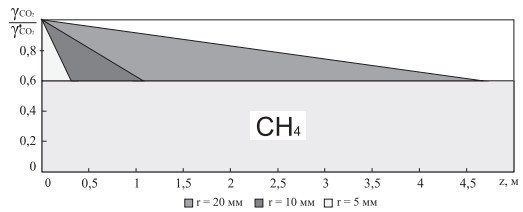



Рисунок 2. Изменение радиуса пузырьков при барботаже ($\gamma^0_{CH2}$=1 ).



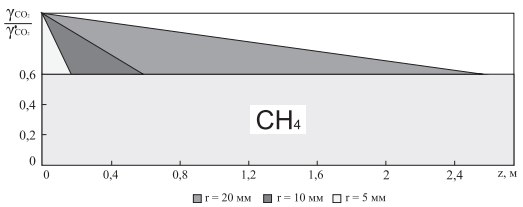




Рисунок 3. Снижение содержания $CO_2$ в биогазе при барботаже ($\gamma^0_{CH2}$=0,4 ).

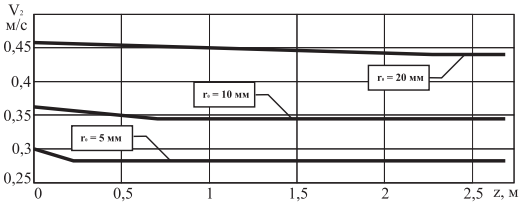



Рисунок 4. Изменение скорости пузырьков при барботаже ($\gamma^0_{CH2}$= 0,4 ).

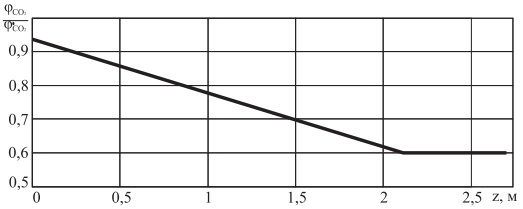



Рисунок 5. Изменение газосодержания по высоте абсорбера.

Литература:

1. Алабовский А. Н., Удыма П. Г. Аппараты погружного горения. – М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 256 с.

2. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. – М.: Наука, 1987. Ч.1. – 464 с.

3. Федоровский А. Д., Никифорович Е. И., Приходько Н. А. Процессы переноса в системах газ-жидкость. – Киев: Наукова думка, 1988. – 256 с.

4. Диденко В. Н., Попов Д. Н. О двух вариантах расчета параметров барботажного процесса в осесимметричных каналах с переменным проходным сечением // ИФЖ. – Т. 75. – №5. – 2002. – С. 30-33.

5. Чехов О. С., Пивоваров В. Е. Расчет колонных аппаратов для очистки газовых смесей от углекислоты. – М.: Изд-во МИХМ, 1976. – 58 с.