

теплофикационной турбины Т-180-130. Комбинированная энергетическая установка состоит из теплофикационной турбины Т-180-130, к теплофикационной установке которой параллельно подключены тепловые потребители и турбоустановка на НРТ – водоаммиачном рабочем теле (ВАРТ). В качестве греющей среды парогенератора турбоустановки на ВАРТ (рис. 1) используется вода из тепловой сети, а конденсация ВАРТ производится в воздушном конденсаторе. Турбоустановки на ВАРТ может располагаться вне территории ТЭЦ и быть связанной с ней теплотрассой. Вдоль теплотрасс тепловой сети может располагаться несколько подобных установок. Таким образом, после модернизации получается бинарная теплофикационная паротурбинная установка, в верхнем цикле которой используется водяной пар, а в нижнем – ВАРТ. При этом существующий конденсатор водяного пара турбины в зимнее время может быть отключен.

Свойства смесовых НРТ значительно изменяются, в зависимости от состава. Это позволяет подобрать для конкретных условий наиболее подходящее рабочее тело. Свойство ВАРТ замерзать при температуре  $-70^{\circ}\text{C}$  при концентрациях воды 0,7–1, а также широкая изученность и дешевизна аммиака (как основного компонента рабочего тела) позволяет размещать такие бинарные энергоустановки с ВАРТ на территории с суровыми климатическими условиями.

Расчеты комбинированной установки были проведены для номинального теплофикационного режима работы турбины Т-180-130 [2, с. 294]: электрическая мощность 180 МВт, номинальная тепловая мощности 302 МВт, температуры прямой и обратной воды 95 и  $51^{\circ}\text{C}$ , соответственно. Концентрация воды в растворе ВАРТ изменялась в диапазоне от 0 до 10%. Температура конденсации ВАРТ принята  $-10,5^{\circ}\text{C}$ , что соответствует для г. Нерюнгри среднесуточной температуре отопительного периода  $-16,5^{\circ}\text{C}$ . Рассмотрены два варианта компоновки водоаммиачной части цикла – с регенератором и с его отключением. Наличие регенеративного теплообменника при концентрациях воды в растворе менее 1,5% не дает увеличения КПД бинарной паротурбинной установки (рис. 2).

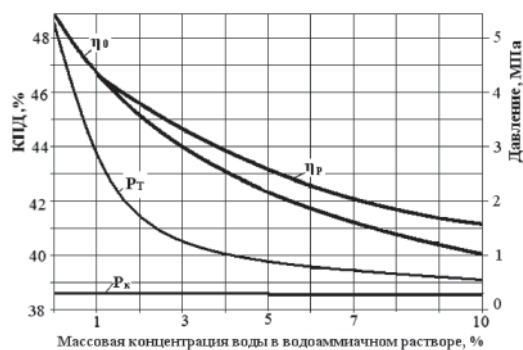


Рис. 2. Зависимости КПД установки, давления пара перед турбиной и давления конденсации от массовой концентрации воды в ВАРТ.

$\eta_0$  – КПД установки без регенератора;  $\eta_r$  – КПД установки с регенератором;  $P_k$  – давление конденсации;  $P_m$  – давление пара перед турбиной

Максимально возможный суммарный КПД турбоустановки (48,9%) получен при работе на чистом аммиаке, при давлении перед турбиной 5,2 МПа. Увеличение концентрации воды ведет к снижению давления перед турбиной и уменьшению КПД. Однако концентрация воды в 0,8% позволяет существенно снизить давление перед турбиной (до 3 МПа), что дает возможность использовать в данной установке уже отработанные ступени влажнопаровых турбин, а не создавать новые. При этом полученный КПД составит 47,1%.

На сегодняшний день в России наиболее эффективной является конденсационная турбина К-800-240 (КПД турбоустановки 47,1%). Турбина Т-180-130 в конденсационном режиме имеет КПД турбоустановки 42,7%. Превращение турбоустановки Т-180-130 в бинарную ПТУ позволяет получить увеличение КПД конденсационной выработки в отопительный период до уровня сравнимого с КПД турбины К-800-240.

Одним из главных недостатков установки при работе на водоаммиачном рабочем теле является ее опасность для человека при аварийной ситуации. Подключение к тепловой сети позволит расположить турбоустановку на ВАРТ за пределами территории ТЭЦ. В случае возникновения аварии – все водоаммиачное рабочее тело можно сбрасывать в водные баки, т.к. аммиак полностью растворяется в воде.

#### Список литературы

1. Ольховский Г.Г. Совершенствование технологий комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ России // Доклад на международном Конгрессе, посвященном 100-летию централизованного теплоснабжения и теплофикации. – М., 9–10 октября 2003 г.
2. Тепловые и атомные электрические станции: справочник / под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

### ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Николаев А.О.

Сибирский федеральный университет, Красноярск,  
e-mail: alesha\_hancock@mail.ru

По протяженности магистральных трубопроводов для транспортировки нефти, газа, воды и сточных вод Россия занимает второе место в мире после США. Но в тоже время, российские трубопроводные магистрали являются самыми изношенными в мире. Месторождения нефти и газа в России расположены гораздо дальше от потребителей, чем в любой другой стране мира, поэтому эффективность и надежность функционирования нефтяной и газовой промышленности во многом зависят от надежной и безопасной работы трубопроводных систем.

Изношенность основных фондов магистральных трубопроводов, которая составляет в России более 75%, и внушительный средний возраст трубопроводов, превышающий 25 лет, сказываются на безопасности эксплуатации и аварийности в целом. Анализ аварийности показывает, что коррозионное растрескивание под напряжением определяется группой факторов: технологией производства труб, коррозионной средой, характеристиками сталей труб, условиями эксплуатации, напряжениями в стенке труб от внутреннего давления и других нагрузок. Для предупреждения аварийности на ряде участков по техническому состоянию понижается разрешенное рабочее давление до момента проведения их реконструкции или ремонта.

Происходящие аварии и утечки из нефтепроводов наносят стране как экономический, так и экологический ущерб. И если экономический ущерб восполнить можно за довольно короткое время, то восстановление благоприятной экологической обстановки в местах аварий и прорывов трубопроводов порой затягивается на многие годы. Особенно страдает природа от утечек нефти из магистральных нефтепроводов.

Поэтому повышаются требования к безопасности, надежности, долговечности эксплуатации трубопроводов, когда возникла настоятельная потребность сооружать трубопроводы нового поколения, крайне важно сформировать научно обоснованную целостную теорию надежности и безопасности трубопроводных систем. Прекрасная возможность для этого появилась благодаря внедрению и развитию внутритрубой диагностики.

Сейчас около 65 % магистральных нефтепроводов оснащены камерами запуска-приема. За последнее время значительно возросла разрешающая способность внутритрубных дефектоскопов. Сегодня все используемые снаряды-дефектоскопы относятся к классу высокого разрешения и способны не только гарантированно выявлять дефекты, но и с высокой точностью измерять их объемные геометрические размеры и классифицировать по типам и степени опасности без производства шурфовочных работ. В настоящее время создан высокочувствительный многоканальный электронный профиломер, чувствительность которого к изменению диаметра труб составляет 1 мм. Успешно работают стресс-коррозионные дефектоскопы, испытываются дефектоскопы с байпасом.

Для трубопроводов не приспособленных к внутритрубной диагностике активно развиваются наземные методы диагностики, а также обследования с применением вертолетной техники. Для создания систем мониторинга напряженно-деформационного состояния на потенциально-опасных участках трубопроводов должны оборудоваться интеллектуальными вставками, оснащенными датчиками. При этом необходимо предусматривать возможность непрерывного мониторинга данных участков трубопроводов.

Получаемая таким образом информация о коррозионном состоянии трубопроводов, напряженном состоянии труб, состоянии сварных соединений и изменений этих показателей в зависимости от сроков и режимов эксплуатации, состояния грунтов и их коррозионной активности, марок трубной стали, а также от техногенного воздействия объектов, находящихся вблизи трубопровода, от проведенных ремонтов и других факторов позволит систематизировать все эти массивы информации, определить тенденции и динамику изменения показателей, характеризующих состояние трубопровода, и на основе всех этих материалов создать научно обоснованную методологию определения остаточного эксплуатационного ресурса того или иного участка трубопроводов, сформировать научные подходы к проектированию ремонтов.

Повышение надежности эксплуатации магистральных трубопроводов, связанное с увеличением точности оценки коррозионной опасности и долгосрочным (5-10 лет) прогнозированием его остаточного ресурса, неотделимо от объективной оценки фактического коррозионного состояния трубопровода на любой момент эксплуатации. Создание мощной диагностической базы позволит осуществить развертывание информационных средств анализа данных и прогнозирования.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ  
ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ ПО ТЕМЕ:  
«СИСТЕМЫ ШИФРОВАНИЯ. ЗНАКОМСТВО  
С ПРОГРАММОЙ PGP DESKTOP»**

Николкин П., Валиев М.М.

*ФБОУ ВПО «Башкирский государственный аграрный университет», Уфа, e-mail: Nikolkin07@mail.ru*

В методических указаниях лабораторной работы на тему «Системы шифрования. Знакомство с программой PGP Desktop» описываются понятия, приемы и методы связанные с шифрованием конфиденциальных данных при помощи программы PGP Desktop. Показаны основные моменты работы с программой, приемы шифрования файлов. Указания по приемам работы с программой PGP Desktop, выполнены в виде последовательных шагов, что позволяет выполнять работу, следуя инструкциям и указаниям. На момент разработки методических указаний, использовалась актуальная версия программного обеспечения.

PGP (англ. Pretty Good Privacy) – компьютерная программа, так же библиотека функций, позволяю-

щая выполнять операции шифрования (кодирования) и цифровой подписи сообщений, файлов и другой информации, представленной в электронном виде. На данный момент не известно ни одного способа взломать шифрование PGP при помощи полного перебора или уязвимости криптоалгоритма.

Криптографическая стойкость PGP основана на предположении, что используемые алгоритмы устойчивы к криптоанализу на современном оборудовании. Например, в оригинальной версии PGP для шифрования ключей сессии использовался алгоритм RSA, основанный на использовании односторонней функции (факторизация). В PGP версии 2 также использовался алгоритм IDEA, в следующих версиях были добавлены дополнительные алгоритмы шифрования. Ни у одного используемого алгоритма нет известных уязвимостей.

В методических указаниях имеется теоретическая часть, в которой описываются основные моменты работы с программой, что позволяет детальнее изучить материал. Также имеется практическая часть, в которой отражены необходимые приемы для закрепления теоретического материала. Для проверки знаний по лабораторной работе разработаны контрольные вопросы. В качестве самостоятельной работы разработаны задания по вариантам.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ АВТОНОМНОЙ  
ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ,  
РАБОТАЮЩЕЙ НА НИЗКОСОРТНОМ ТОПЛИВЕ  
С УЧЕТОМ АККУСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК**

Новикова Д.Ю., Курбатская Н.А.

*ГОВУПО Брянский государственный технический университет, Брянск, e-mail: daria.novikova2011@yandex.ru*

Существующие тенденции децентрализации теплоснабжения и производства требуют проектирования и создания новых теплогенерирующих автономных устройств, отвечающих не только современным требованиям эффективной работы, но и удобства эксплуатации и минимизировать негативное влияние на организм человека. Основными отличительными особенностями подобных устройств являются компактность, мобильность, малогабаритность.

Автономные теплогенераторы со встроенными камерами сгорания укомплектованы топливосжигающими устройствами, дутьевыми устройствами низкого и среднего давления. Вентиляторы используются в качестве дутьевых устройств, обеспечивающих подачу окислителя, необходимого для сжигания топлива, в качестве основной рабочей составляющей систем пневмотранспорта и топливоподачи, активно применяются в системах дымоудаления, и обеспечивают подачу нагреваемой среды (воздуха) в теплогенератор.

Меньшие, по сравнению с традиционными топками, размеры требуют пристального внимания ко всем теплотехнологическим процессам, протекающим в установке. Уже на стадии проектирования необходимо определить и рассмотреть все возможные режимы работы установки и сделать вывод об оптимальных режимах.

Процесс сжигания топлива лежит в основе работы теплогенератора. Обеспечение корректной работы топки и оптимизация процесса горения являются одними из основных направлений совершенствования конструкции и работы автономных теплогенераторов.

Для обеспечения стабильности процесса горения необходима надежная и эффективная дутьевая система, обеспечивающая подачу окислителя или совместную подачу топливно-воздушной смеси в топку с параметрами, гарантирующими полное сгорание топлива. При выборе вентиляторов необходимо знать требуемый напор, который обеспечит прохождения воздуха по тракту от вентилятора до топливосжига-