

А.Б.Алхасов

Возобновляемые источники энергии

Допущено Учебно-методическим объединением
вузов России по образованию в области энергетики
и электротехники в качестве учебного пособия
для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности 140202 —
«Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»
направления подготовки 140200 — «Электроэнергетика»



Москва
Издательский дом МЭИ
2016

УДК 620.92(075.8)
ББК 31я73
А 541

Рецензенты:

директор Прикаспийского института биологических ресурсов ДНЦ РАН,
член-корреспондент РАН, профессор **М-Р. Д. Магомедов;**

доктор техн. наук, профессор НИУ «МЭИ»
М. Г. Тягунов;

заведующий кафедрой гидротехнических сооружений
Дагестанского государственного технического университета,
доктор техн. наук, профессор **И. А-Г. Сулейманов**

Алхасов А.Б.

А 541 Возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс]:
учебное пособие / А.Б. Алхасов. — М.: Издательский дом МЭИ,
2016. — Загл. с тит. экрана.

ISBN 978-5-383-00960-4

Рассмотрены современное состояние и перспективы использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), их энергетические, экономические и экологические характеристики. Приведены технологические схемы энергетических установок, принципы их работы и основы тепловых и гидродинамических расчетов.

Настоящее электронное издание подготовлено на основе одноименного печатного издания (2-е изд., стереотип.), вышедшего в Издательском доме МЭИ в 2016 году.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности 140202 — «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» направления подготовки 140200 — «Электроэнергетика».

УДК 620.92(075.8)
ББК 31я73

ISBN 978-5-383-00960-4

© Алхасов А.Б., 2011
© АО «Издательский дом МЭИ», 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|-----|
| Введение | 6 |
| Глава первая. Геотермальная энергия | 9 |
| 1.1. Источники тепла в недрах Земли и закономерности его передачи. . . | 9 |
| 1.1.1. Источники тепла | 9 |
| 1.1.2. Термические свойства горных пород | 10 |
| 1.1.3. Виды теплопередачи. Геотермический градиент. | 13 |
| 1.2. Ресурсы геотермальной энергии | 16 |
| 1.2.1. Виды ресурсов и запасов геотермальной энергии. | 16 |
| 1.2.2. Методы оценки ресурсов геотермальной энергии. | 22 |
| 1.2.3. Теплоэнергетический потенциал ресурсов термальных вод | 29 |
| 1.2.4. Категории эксплуатационных запасов | 31 |
| 1.2.5. Факторы, влияющие на дебит геотермальной скважины | 32 |
| 1.3. Характеристика подземной гидросферы | 37 |
| 1.3.1. Происхождение подземных вод | 37 |
| 1.3.2. Условия залегания термальных подземных вод | 39 |
| 1.3.3. Зональность подземных вод | 40 |
| 1.3.4. Теплоэнергетические воды | 41 |
| 1.3.5. Месторождения теплоэнергетических вод | 44 |
| 1.4. Физико-химические свойства подземных вод | 46 |
| 1.4.1. Физические свойства подземных вод. | 46 |
| 1.4.2. Химический состав подземных вод | 48 |
| 1.4.3. Формирование химического состава подземных вод | 50 |
| 1.4.4. Формы выражения химического состава вод | 52 |
| 1.4.5. Классификация вод по химическому составу | 53 |
| 1.4.6. Классификация термальных вод по газовому составу | 54 |
| 1.5. Ресурсы термальных вод | 56 |
| 1.5.1. Предкавказский артезианский бассейн | 56 |
| 1.5.2. Западно-Сибирский артезианский бассейн | 60 |
| 1.5.3. Камчатская и Курильская системы современного вулканизма | 62 |
| 1.6. Технологии добычи и использования геотермальной энергии | 63 |
| 1.6.1. Состояние и перспективы развития геотермальной энергетики. | 63 |
| 1.6.2. Принципиальные схемы геотермального теплоснабжения | 71 |
| 1.6.3. Комплексные геотермальные системы теплоснабжения | 78 |
| 1.6.4. Коррозия и солеотложение в геотермальных системах. | 84 |
| 1.6.5. Теплообменные аппараты | 93 |
| 1.6.6. Геотермальная скважина | 98 |
| 1.6.7. Горизонтальная скважина | 101 |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 1.6.8. Геотермальная циркуляционная система | 102 |
| 1.6.9. Геотермальные циркуляционные системы с теплообменными сепараторами в скважинах | 105 |
| 1.6.10. Извлечение петрогеотермальной энергии | 107 |
| 1.6.11. Геотермальные циркуляционные системы с наклонно направленными скважинами | 110 |
| 1.7. Использование геотермальной энергии для выработки электроэнергии. | 112 |
| 1.7.1. Развитие геотермальной электроэнергетики | 112 |
| 1.7.2. Технологические схемы геотермальных электростанций. | 116 |
| Контрольные вопросы. | 124 |
| Глава вторая. Теплонасосные системы теплоснабжения | 126 |
| 2.1. Тепловые насосы | 126 |
| 2.2. Теплонасосные системы теплоснабжения с низкопотенциальными термальными водами | 131 |
| 2.3. Системы теплонасосного теплоснабжения с грунтовыми теплообменниками в вертикальных скважинах. | 137 |
| 2.4. Эколого-экономические аспекты использования тепловых насосов | 143 |
| Контрольные вопросы. | 145 |
| Глава третья. Солнечная энергия. | 146 |
| 3.1. Системы солнечного теплоснабжения | 146 |
| 3.1.1. Классификация и основные элементы гелиосистем | 147 |
| 3.1.2. Концентрирующие гелиоприемники | 152 |
| 3.1.3. Плоские солнечные коллекторы | 153 |
| 3.1.4. Использование солнечных систем теплоснабжения | 158 |
| 3.1.5. Эффективное использование солнечной энергии | 163 |
| 3.1.6. Экономические характеристики солнечных коллекторов. | 164 |
| 3.2. Солнечные электростанции | 166 |
| 3.2.1. Солнечные электростанции с центральным приемником. | 166 |
| 3.2.2. Солнечные фотоэлектрические преобразователи | 168 |
| 3.3. Солнечно-водородная энергетика | 172 |
| 3.3.1. Солнечно-водородное производство | 172 |
| 3.3.2. Хранение и использование водорода | 177 |
| 3.3.3. Топливные элементы | 180 |
| 3.3.4. Автономные водородные энергоустановки | 182 |
| 3.3.5. Повышение эффективности и безопасности водородных систем | 184 |
| 3.3.6. Состояние и проблемы развития водородной энергетики | 186 |
| Контрольные вопросы. | 189 |
| Глава четвертая. Ветровая энергия | 190 |
| 4.1. Развитие ветроэнергетики в мире | 190 |
| 4.2. Ветроэнергетические установки. | 194 |
| 4.3. Ветроэнергетический кадастр. | 201 |
| Контрольные вопросы. | 205 |

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Глава пятая. Малая гидроэнергетика | 206 |
| 5.1. Достоинства и недостатки малой гидроэнергетики | 206 |
| 5.2. Гидроэнергетический потенциал России и его использование | 207 |
| 5.3. Создание напора и основное оборудование ГЭС | 211 |
| 5.4. Энергия и мощность ГЭС | 216 |
| 5.5. Гидроаккумулирующие электростанции | 217 |
| Контрольные вопросы | 218 |
| Глава шестая. Энергия биомассы | 219 |
| 6.1. Общие сведения | 219 |
| 6.2. Современные биоэнергетические технологии | 222 |
| 6.3. Биохимическая переработка органических отходов | 223 |
| 6.4. Использование биомассы в России | 225 |
| 6.5. Автономные теплоэлектростанции на пиролизном топливе | 231 |
| Контрольные вопросы | 233 |
| Глава седьмая. Использование энергии океана | 234 |
| 7.1. Океанические тепловые электрические станции | 234 |
| 7.2. Приливные электростанции | 237 |
| 7.3. Энергия течений и волн | 240 |
| Контрольные вопросы | 243 |
| Глава восьмая. Экологические аспекты использования возобновляемых источников энергии | 244 |
| 8.1. Геотермальная энергетика | 244 |
| 8.2. Солнечные энергетические установки | 248 |
| 8.3. Ветроэнергетические установки | 250 |
| 8.4. Малая гидроэнергетика | 253 |
| 8.5. Энергия биомассы | 254 |
| 8.6. Энергия океана | 255 |
| Контрольные вопросы | 256 |
| Заключение | 257 |
| Список литературы | 259 |
| Приложение | 268 |

ВВЕДЕНИЕ

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) — это альтернативные источники энергии, такие как солнечная энергия, энергия ветра, энергия биомассы, энергия малых рек, геотермальная энергия, энергия приливов, волновая энергия, а также энергия, определяемая разностью температур по глубине океана. Все перечисленные источники, кроме геотермальной энергии и энергии приливов относят к ВИЭ солнечного происхождения. Кроме того, к ВИЭ относятся различные отходы и источники низкопотенциального тепла в сочетании с тепловыми насосами.

Главными преимуществами ВИЭ, определяющими интерес к ним, являются неисчерпаемость или возобновляемость, экологическая чистота и повсеместная доступность того или иного ВИЭ.

К недостаткам ВИЭ, ограничивающим их широкое применение, относят малую плотность энергетических потоков и непостоянство их во времени.

В России имеются значительные ресурсы ВИЭ. Практически во всех регионах существуют один или два типа ВИЭ, коммерческая эксплуатация которых может быть оправдана, при этом некоторые регионы богаты всеми типами возобновляемых источников. По экспертным оценкам экономический потенциал ВИЭ России составляет 270 млн т у.т/год [1—3]:

- геотермальная энергия — 115 млн т у.т/год;
- малые гидроустановки — 65,2 млн т у.т/год;
- биомасса — 35 млн т у.т/год;
- солнечная энергия — 12,5 млн т у.т/год;
- энергия ветра — 10 млн т у.т/год;
- низкопотенциальное тепло — 36 млн т у.т/год.

В настоящее время используется незначительная доля огромных запасов ВИЭ. Энергия от возобновляемых источников составляет около 4 % общей первичной поставки энергоресурсов, при этом две трети ее приходится на гидроэнергетику, а одна треть — на все остальные типы источников.

Экономическая роль возобновляемой энергетики значительно повысилась, что связано с ростом цен на ископаемое топливо и падением затрат, связанных с разработкой ВИЭ.

Геотермальные установки представляют коммерческий интерес на Камчатке, Курильских островах, в Западной Сибири и на Северном Кавказе. Значительные ветроэнергетические проекты могут оказаться конкурентоспособными в прибрежной зоне российского Дальнего Востока, в степях Поволжья и на Северном Кавказе. На Северном Кавказе, Урале и в Восточной Сибири представляет интерес строительство небольших гидроустановок. Использование биомассы для целей энергетики имеет коммерческий смысл во многих регионах России, особенно на северо-западе страны, где хорошо развита целлюлозно-бумажная промышленность. В первую очередь широкое внедрение энерготехнологий на основе ВИЭ должно проходить на территориях, не обеспеченных централизованным энергоснабжением, и на которых используется дорогое привозное топливо.

В настоящее время сделаны первые шаги в направлении понимания важности использования ВИЭ. На их основе в ряде регионов реализованы высокоэффективные энергетические технологии. Согласно энергетической стратегии России на период до 2020 г., основными целями развития рынка возобновляемых энергоресурсов и местного топлива являются [3]:

- сокращение потребления невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов;
- снижение экологической нагрузки от деятельности топливно-энергетического комплекса;
- обеспечение децентрализованных потребителей и регионов с дальним и сезонным завозом топлива;
- снижение расходов на дальнепривозное топливо.

Необходимость развития возобновляемой энергетики определяется ее ролью в решении следующих проблем:

- обеспечении устойчивого тепло- и электроснабжения населения и производства в зонах децентрализованного энергоснабжения;
- обеспечении гарантированного минимума энергоснабжения населения и производства в зонах централизованного энергоснабжения, испытывающих дефицит энергии;
- снижении вредных выбросов от энергетических установок в местах со сложной экологической обстановкой и массового отдыха населения.

Материал учебного пособия основан на опыте проведения автором лекций студентам строительного и гидротехнического факультетов Дагестанского государственного технического университета. В учебном пособии рассмотрены практически все виды ВИЭ, более

детально — геотермальная энергия и проблемы, связанные с ее освоением, даны основы солнечно-водородной энергетики.

Автор признателен чл.-корр. РАН М-Р.Д. Магомедову, докт. техн. наук, проф. М.Г. Тягунову и докт. техн. наук, проф. И. А-Г. Сулейманову за ценные замечания, сделанные при рецензировании рукописи.

ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

1.1. Источники тепла в недрах Земли и закономерности его передачи

1.1.1. Источники тепла

Земля обладает тепловой энергией внешнего (экзогенного) и внутреннего (эндогенного) происхождения. Основными источниками внутренней тепловой энергии являются:

- радиоактивные элементы период полураспада которых, меньше периода формирования Земли. Такие элементы распались при первоначальном разогреве планетного вещества; распад долгоживущих элементов продолжается в настоящее время;
- приливы, вызванные притяжением Солнца и Луны. Из-за этих факторов за время существования Земли выделилось до 30 % теплоты радиогенного происхождения;
- гравитационная дифференциация вещества Земли и его расслоение с образованием плотного ядра и менее плотной оболочки;
- тектонические процессы, вызывающие вертикальные и горизонтальные смещения крупных блоков земной коры и ее упругие деформации;
- физико-химические процессы, протекающие в недрах Земли.

Радиоактивные элементы в земной коре составляют миллионные доли грамма на грамм породы. Однако за время существования нашей планеты образовавшегося тепла оказалось достаточно для разогрева внутренних слоев Земли, обусловившего развитие таких процессов как вулканизм, метаморфизм, землетрясения, тепловое излучение и др.

Формирование тепла Земли тесным образом связано с историей происхождения нашей планеты. Согласно новейшей гипотезе (О.Ю. Шмидт и др.), образование планет, и в том числе Земли, произошло в результате сгущения протопланетного облака пыли, вращающегося вокруг Солнца [73]. Первоначальное вещество планет, находящееся в холодном состоянии, под влиянием сгущения вещества планеты и внутреннего тепла от радиоактивного распада элементов стало постепенно разогреваться, что вызвало впоследствии дифференциацию вещества и образование оболочек Земли. Образование

из первичного холодного вещества современных оболочек Земли происходило по мере его зонного плавления. Возникающие при этом сложные физико-химические процессы приводили к тому, что легкоплавкие вещества поднимались из глубин Земли к ее поверхности, а тяжелые компоненты опускались к ядру. В процессе зонной плавки происходило расслоение нашей планеты на определенные оболочки, а также высвобождение огромной энергии. По мнению академика А.П. Виноградова, именно в результате зонной плавки вещества планеты, происходящей под влиянием энергии радиоактивного распада, образовались оболочки Земли: атмосфера, гидросфера и твердая оболочка.

Кроме тепла, поступающего из недр, земная поверхность получает энергию излучения Солнца в течение всего года. Температура самых верхних слоев земной коры зависит от поступления солнечного тепла. Суточные изменения температуры распространяются на глубину не более 1—2 м. До глубины 20—25 м температура слоев сезонно изменяется. На этой глубине находится пояс постоянной годовой температуры (*нейтральный слой*), равной средней годовой температуре воздуха на поверхности Земли. Верхняя часть земной коры, располагающаяся выше нейтрального слоя и испытывающая влияние солнечного тепла, получила название *гелиотермической зоны*.

Нейтральный слой в разных районах земной поверхности располагается на различных глубинах. Последнее зависит от амплитуды температур на поверхности и теплопроводности горных пород: чем резче колебания температур и выше теплопроводность горных пород, тем глубже находится нейтральный слой. Например, температура нейтрального слоя Москвы и зафиксированного на глубине 20 м составляет 4,2 °С.

Ниже нейтрального слоя находится *геотермическая зона*, для которой свойственно тепло, генерируемое Землей. Под *геотермальной энергией* понимают физическое тепло глубинных слоев Земли, имеющих температуру, превышающую температуру воздуха на поверхности. В качестве носителей этой энергии могут быть как жидкие флюиды (вода и/или пароводяная смесь), так и сухие горные породы, расположенные на соответствующей глубине. Среднее значение теплового потока, поступающего из недр к поверхности, составляет примерно 0,03 Вт/м² [68].

1.1.2. Термические свойства горных пород

Теплопроводность, тепловое сопротивление, теплоемкость и температуропроводность относят к термическим свойствам горных пород.

Теплопроводность характеризуется коэффициентом теплопроводности, или удельной теплопроводностью. Значение коэффициента

теплопроводности λ , Вт/(м·°С), представляет собой количество тепла, которое проходит в единицу времени через один квадратный метр изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице:

$$\lambda = \frac{Ql}{S(t_2 - t_1)\tau}, \quad (1.1)$$

где Q — количество прошедшего тепла, Дж; l — толщина слоя породы, м; τ — время прохождения теплового потока, с; S — площадь поверхности, через которую проходит тепловой поток, м²; $t_2 - t_1$ — разность температур на противоположных плоскостях слоя горной породы, °С.

Пористость и влажность влияют на теплопроводность горной породы. Сухие и пористые породы имеют меньшие коэффициенты теплопроводности, чем монолитные и влажные. Наличие в порах пород движущейся жидкости изменяет механизм теплопереноса, добавляя к кондуктивному конвективный теплоперенос.

Тепловое сопротивление ε , (м·°С)/Вт, — это величина, обратная теплопроводности:

$$\varepsilon = \frac{1}{\lambda}. \quad (1.2)$$

Удельное тепловое сопротивление изменяется в зависимости от следующих факторов [63]:

- плотности пород — более плотные магматические, метаморфические и карбонатные осадочные породы имеют меньшее тепловое сопротивление, чем песчано-глинистые отложения;
- влажности пород — сухие и газонасыщенные породы обладают значительно бóльшим тепловым сопротивлением, чем породы, насыщенные водой до полной влагоемкости;
- фильтрационных свойств пород — с увеличением коэффициента фильтрации горных пород уменьшается их тепловое сопротивление, что главным образом обусловлено движущейся по порам подземной водой;
- природы жидкости, содержащейся в порах горных пород (тепловое сопротивление водоносных горизонтов примерно в четыре с лишним раза превышает сопротивление нефтеносных горизонтов);
- температуры горных пород — с увеличением температуры тепловое сопротивление пород возрастает, причем до 100 °С оно изменяется незначительно, особенно для влажных пород, так как тепловое сопротивление воды при увеличении температуры уменьшается;

- слоистости горных пород — по слоистости тепловое сопротивление ниже нормы, что объясняется явлением анизотропии и движением подземных вод в направлении слоистости водоносных пород;
- практически не зависит от минерализации пластовых вод.

Теплоемкость, c , Дж/(кг · °С), характеризуется коэффициентом теплоемкости, который соответствует количеству тепла, необходимого для нагревания 1 кг вещества на 1 °С, при постоянном давлении:

$$c = \frac{Q}{m\Delta t}, \quad (1.3)$$

где Q — количество тепла, затраченное на нагревание вещества, Дж; m — масса вещества, кг; Δt — разность между начальной и конечной температурами при нагреве вещества, °С.

Коэффициент температуропроводности, a , м²/с, характеризует скорость изменения температуры единицы объема среды, т.е. изменение ее температуры за единицу времени и определяется как отношение теплопроводности к произведению теплоемкости на плотность породы:

$$a = \frac{\lambda}{c\rho}, \quad (1.4)$$

где λ — теплопроводность, Вт/(м · °С); c — теплоемкость, Дж/(кг · °С); ρ — плотность породы, кг/м³.

Температуропроводность горных пород зависит от следующих факторов:

- плотности горных пород — температуропроводность уменьшается с возрастанием плотности;
- влажности горных пород — температуропроводность повышается при увеличении влажности, причем повышение происходит до некоторого предела влажности (разного для различных горных пород), выше которого температуропроводность понижается, так как при значительной влажности увеличивается теплоемкость пород;
- вида жидкости, содержащейся в породе (нефтеносные породы имеют более низкие значения температуропроводности, чем водоносные, так как тепловое сопротивление нефти выше сопротивления воды);
- температуры пород — температуропроводность уменьшается при увеличении температуры пород в связи с увеличением их теплового сопротивления теплоемкости;
- слоистости пород — по напластованию температуропроводность выше нормы;
- практически не зависит от минерализации пластовых вод.

1.1.3. Виды теплопередачи. Геотермический градиент

В геотермической зоне температура зависит от глубины слоя. В верхней мантии Земли на глубине 400 км температура составляет 1700 °С, на глубине 2900 км она приближается к 2500 °С, на глубине 5000 км температура составляет около 5000 °С.

Перераспределение тепла в земной коре осуществляется *кондуктивной* теплопередачей, обусловленной теплопроводностью горных пород, и *конвективной* теплопередачей, связанной с циркуляцией подземных флюидов — воды, нефти, магмы, газов. Несмотря на то, что конвективный перенос тепла не является главной причиной теплопереноса, подземные воды занимают особое место в общем перераспределении тепла Земли благодаря повсеместному распределению их в литосфере, высокой миграционной способности, значительной теплоемкости и участию в геологических процессах. Подземные пластовые воды активно перемещаются под действием силы гравитации и находятся в круговом обмене с поверхностными и атмосферными водами. В районах с активной циркуляцией подземных вод перенос тепла резко возрастает и температурный градиент уменьшается. Подземные воды, обладая большой теплоемкостью, при движении перераспределяют тепловой поток, вызывая тепловые аномалии.

Геотермический градиент — это отношение разности температур между двумя точками к разности глубин между этими точками:

$$G = \frac{t_2 - t_1}{H_2 - H_1}, \quad (1.5)$$

где t_1 и t_2 — температура, °С, на глубинах H_1 и H_2 , м.

В практике геологических и гидрогеотермических исследований геотермический градиент обычно определяют для интервала 100 м и в среднем для земной коры этот градиент равен 3 °С. Наличие температурного градиента объясняется существованием глубинного теплового потока, направленного к поверхности Земли.

Интервал глубин земной коры, м, на котором температура повышается на 1 °С, называется *геотермической ступенью*:

$$G = \frac{H_2 - H_1}{t_2 - t_1}. \quad (1.6)$$

Геотермическая ступень связана с геотермическим градиентом следующим соотношением:

$$G = \frac{1}{G}. \quad (1.7)$$

Геотермическая ступень колеблется в значительных пределах и зависит от ряда причин: теплопроводности, характера залегания и состава горных пород, движения подземных вод, гидрохимических процессов. В среднем для осадочных пород геотермическая ступень принимается равной 33 м, а в действительности изменяется от 5 до 160 м (на территории России от 20 до 100 м). Средние значения геотермической ступени для различных тектонических структур следующие: древние кристаллические щиты достигают 100 м и более, платформы составляют 30—80 м, области новейшего вулканизма примерно 5—20 м.

Для большинства площадей с пластовым типом водоносных горизонтов зависимость температуры от глубины линейная:

$$t_H = t_0 + \Gamma H, \quad (1.8)$$

где t_H — температура горных пород на глубине H , °С; t_0 — температура нейтрального слоя пород, °С; Γ — геотермический градиент, стабильный на разных глубинах, °С/м; H — глубина, м.

Необходимо отметить, что геотермический градиент изменяется довольно значительно не только в различных районах, но и в пределах одного и того же района. Значение геотермического градиента зависит от глубины и теплопроводности горных пород, слагающих геологический разрез. Горные породы, имеющие разный состав различаются по теплопроводности. В массиве, сложенном кристаллическими породами, имеющими высокую теплопроводность, геотермический градиент незначительный. Глины отличаются от других пород малой теплопроводностью, и в глинистых толщах наблюдается быстрый рост температуры на глубине и соответственно большой геотермический градиент.

Существенное влияние на распределение тепла оказывают подземные воды. Они могут транспортировать тепло из глубоких зон к поверхности. И наоборот, нисходящие потоки воды в областях питания водоносных коллекторов охлаждают земную кору.

Наиболее высокие температуры на глубине наблюдаются в районах современной вулканической деятельности, к которым относится Камчатская область. В местах выхода парогидротерм на Нижнекошелевском месторождении на Камчатке геотермические градиенты составляют 0,25—0,45 °С/м. На Паужетском месторождении высоко-термальных вод на юге Камчатки максимальная температура на глубине 250 м составляет примерно 200 °С.

В табл. 1.1 приведены средние значения геотермической ступени и градиента для некоторых районов России и ближнего зарубежья.

Таблица 1.1

Геотермические ступени и градиенты для некоторых районов [63]

| Район | Ступень, м/°С | Градиент, °С/100 м |
|-----------------------------------------|---------------|--------------------|
| <i>Горно-складчатые области</i> | | |
| Альпийские: | | |
| Карпаты | 33,3—50 | 2—3 |
| Крым | 20—33,3 | 3—5 |
| Копетдаг | 20—33,3 | 3—5 |
| Кавказ | 16,7—25,0 | 4—6 |
| Курильско-Камчатская вулканическая зона | 5,0—33,5 | 3—20 |
| Герцинские и Каледонские: | | |
| Урал | 50—66,7 | 1,5—2,0 |
| Саяны | 40—50 | 2,0—2,5 |
| Алтай | 33,3—50 | 2,0—3,0 |
| Тянь-Шань | 28,6—40 | 2,5—3,5 |
| <i>Платформенные области</i> | | |
| На докембрийском фундаменте: | | |
| Восточно-Сибирская | 50—100 | 1,0—2,0 |
| Русская | 40—66,7 | 1,5—2,5 |
| На палеозойском фундаменте: | | |
| Западно-Сибирская | — | 2,5—3,5 |
| <i>Кристаллические щиты</i> | | |
| Балтийский | 100—125 | — |
| Украинский | 111,1—166,7 | — |

Из невулканических областей наиболее прогретым является Северокавказский регион, где значения геотермического градиента составляют 0,03—0,05 °С/м, тогда как средние его значения для Москвы — 0,02, Санкт-Петербурга — 0,025, Нижнего Поволжья — 0,021, Урала — 0,012 °С/м. На глубине 2000 м на Русской платформе зафиксированы температуры в среднем 40—50 °С, на Сибирской платформе — 35—40 °С, в Восточном Предкавказье температура изменяется от 70 до 125 °С. На рис. 1.1 показано изменение усредненной температуры в зависимости от глубины погружения осадочных отложений для Восточного Предкавказья.

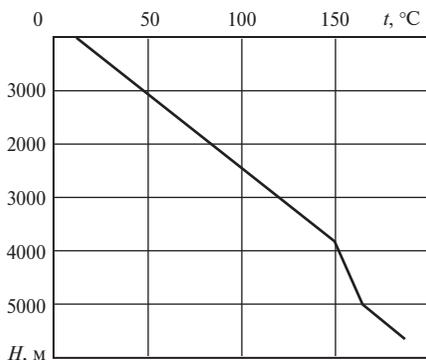


Рис. 1.1. Изменение усредненной температуры в зависимости от глубины погружения осадочных отложений для Восточного Предкавказья

На Тарумовском геотермальном месторождении в Дагестане, при строительстве самых глубоких скважин на термальные воды, в забое на глубине 5500 м зафиксирована температура 198 °С.

В заключение отметим, что геотермические условия на территории России чрезвычайно разнообразны. Если в вулканических районах Камчатки температура пород и флюидов нередко достигает 100 °С уже на 10 м от поверхности, то в северных районах Сибири отрицательная температура пород прослеживается иногда до глубин, превышающих 1000 м. В Северо-Кавказском регионе глубина залегания изотермы 100 °С примерно равна 1500 м, тогда как в центральных и северо-западных районах европейской части страны она составляет почти 6000 м.

1.2. Ресурсы геотермальной энергии

1.2.1. Виды ресурсов и запасов геотермальной энергии

Геотермальная энергия — это тепловая энергия Земли, выходящая из ее глубинных слоев в верхние поверхностные слои за счет теплопроводности твердых пород, а также в виде горячей воды или парогазовой смеси.

Геотермальные ресурсы подразделяют на **гидрогеотермальные** и **петрогеотермальные**. Гидрогеотермальные ресурсы являются частью ресурсов геотермальной энергии, которая заключена в естественных коллекторах и представлена природными динамическими носителями тепловой энергии недр — геотермальными водами (водой, паром, пароводяными смесями). Петрогеотермальные ресурсы представляют собой часть тепловой энергии, которая заклю-

чена в скелете водовмещающих пород и в практически водонепроницаемых сухих горных породах.

Из всех пригодных для использования геотермальных ресурсов на долю термальных вод приходится чуть более 1 %, и соответственно около 99 % — на петрогеотермальные ресурсы [60]. Практическое использование колоссальных запасов тепла петрогеотермальных ресурсов связано с необходимостью решения ряда весьма сложных научно-технических проблем проектирования и создания в промышленных масштабах эффективных подземных искусственных систем извлечения тепла — циркуляционных систем, тепловых котлов повышенной проницаемости. Поэтому при современном развитии техники и технологий освоения геотермальной энергии ее практическое использование зависит от размеров эксплуатационных запасов и теплоэнергетического потенциала термальных вод, т.е. количества гидрогеотермальных ресурсов.

Используемые в настоящее время термины «эксплуатационные запасы» и «прогнозные ресурсы» гидрогеотермальной энергии по существу синонимы. Термин «эксплуатационные запасы» используют обычно при оценке возможности применения термальных вод для удовлетворения теплоэнергетических потребностей конкретных объектов. В тех случаях, когда оценивают потенциальные возможности эксплуатации термальных вод в том или ином регионе, употребляют термин «прогнозные ресурсы».

Прогнозные ресурсы гидрогеотермальной энергии — это максимальное количество природного теплоносителя и тепловой энергии, которые могут быть получены из системы условных водозаборов, размещенных относительно равномерно по всей оцениваемой площади при технико-экономических показателях добычи, обеспечивающих эффективное их теплоэнергетическое использование в течение расчетного срока.

Эксплуатационные запасы гидрогеотермальной энергии (термальных вод и тепла) — это часть прогнозных ресурсов, которые могут быть получены из оцениваемого водоносного комплекса рациональными в технико-экономическом и экологическом отношениях водозаборными сооружениями при заданном режиме их эксплуатации и соответствующем качестве теплоносителя (температура, химический и газовый состав), удовлетворяющем требованиям его целевого использования в течение всего расчетного срока эксплуатации. Эксплуатационные запасы выражаются в объемных расходах воды (метрах кубических за сутки), а запасы тепловой энергии в гигаджоулях, тоннах условного топлива (т у.т.). Эксплуатационные запасы на месторождениях обеспечиваются естественными запасами и ресурсами, искусственными запасами и привлекаемыми ресурсами [49].

Естественные запасы следует рассматривать как массу подземных вод, заключенных в поровом пространстве продуктивных водоносных горизонтов внутри контура месторождения (участка), которая может быть высвобождена за счет гравитационных сил. Полная масса воды в поровом пространстве продуктивных горизонтов представляет собой **геологические запасы**. Геологические запасы включают и так называемые **упругие запасы**, высвобождающиеся из порового пространства при частичной или полной сработке пластового давления. При снижении уровня ниже кровли продуктивного комплекса может быть извлечена гравитационная масса воды, определяемая коэффициентом водоотдачи и объемом осушенных водовмещающих пород. Эта масса воды также является частью геологических запасов и называется **емкостными запасами**.

Естественные запасы, участвующие в формировании эксплуатационных запасов подземных вод, складываются из упругих и в некоторых случаях емкостных запасов. Эксплуатационные запасы оцениваются по результатам комплекса геологоразведочных работ на месторождениях для удовлетворения потребностей в теплоносителе конкретных хозяйственных объектов. Значения прогнозных ресурсов и эксплуатационных запасов гидрогеотермальной энергии зависят от применяемой технологии извлечения их из недр.

В настоящее время применяют **традиционную технологию**, основанную на преимущественном использовании пластовой энергии недр и **геоциркуляционную (ГЦС) технологию**, при которой осуществляют обратную закачку отработанного теплоносителя в эксплуатируемый водоносный горизонт. При геоциркуляционной технологии достигается восполнение ресурсов теплоносителя в недрах, поддержание пластового давления и соответственно интенсификация процесса извлечения тепловой энергии недр, а также решение проблемы экологически безопасного сброса использованных вод.

Традиционная технология реализуется при фонтанном или насосном способах эксплуатации скважин. При фонтанной эксплуатации производительность скважины ограничена избыточным устьевым давлением и при малых его значениях эксплуатация скважины, как правило, становится экономически неэффективной.

Дополнительно понижение уровня воды в скважинах с помощью погружных насосов позволяет существенно увеличить производительность скважин. Но при этом возникают дополнительные технические проблемы, связанные с созданием высокопроизводительных, высоконапорных насосов, способных работать в условиях высоких температур и коррозионно-агрессивных жидкостей.

Искусственные запасы возникают при разработке продуктивных горизонтов геоциркуляционными технологиями. Их следует понимать

как дополнительное количество воды (полезных компонентов, тепла), которое может быть получено из продуктивного горизонта по сравнению с вариантом разработки без применения обратной закачки [49].

В табл. 1.2 и 1.3 приведены классификация и распределение ресурсов геотермальной энергии по регионам России [60].

Таблица 1.2

Классификация ресурсов геотермальной энергии

| В терминологии [66] | В терминологии, используемой в прикладной геотермии | Единица измерения | Оценка |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------------------------|
| Валовой потенциал* | Общие геотермальные ресурсы: | | |
| | всего | трлн т у.т. | 2287,4/1263 |
| | петрогеотермальные | трлн т у.т. | 2264,5/1250 |
| | гидрогеотермальные | трлн т у.т. | 22,9/12,6 |
| Технический потенциал | Прогнозируемые ресурсы гидрогеотермальной энергии при геоциркуляционной технологии их извлечения: | | |
| | теплоноситель | тыс. м ³ /сут | 70,8 · 10 ⁵ |
| | теплоэнергетический потенциал | млн т у.т/год | 11868,7 |
| Экономический потенциал** | Прогнозируемые ресурсы гидрогеотермальной энергии: | | |
| | теплоноситель | тыс. м ³ /сут | 61 · 10 ³ /26 · 10 ³ |
| | теплоэнергетический потенциал | млн т у.т/год | 114,9/50,1 |
| Подготовленные для промышленного освоения | Эксплуатационные запасы геотермальной энергии | | |
| | теплоноситель | тыс. м ³ /сут | 272,85 |
| | теплоэнергетический потенциал | млн т у.т/год | 0,85 |

Примечания:

* В числителе — ресурсы для теплоснабжения в температурном режиме 70/20 °С, в знаменателе — ресурсы для отопления в температурном режиме 90/40 °С.

** В числителе — первоочередные ресурсы гидрогеотермальной энергии с температурой воды более 50 °С и минерализацией менее 35 г/л при ГЦС-технологии их извлечения; в знаменателе — общие ресурсы гидрогеотермальной энергии при традиционной технологии их извлечения.

Распределение ресурсов геотермальной энергии по регионам России

| Экономический район | Общие геотермальные ресурсы (валовый потенциал)*, трлн т у.т. | Прогнозируемые ресурсы при ГЦС-технологии их извлечения (технический потенциал), млн т у.т/год | Прогнозируемые ресурсы первоочередного освоения (экономический потенциал)**, млн т у.т/год | Эксплуатационные запасы гидрогеотермальной энергии, подготовленные к практическому использованию, млн т у.т/год |
|------------------------|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Северный | 44,3/16,2 | — | — | — |
| Северо-Западный | 0,7/0,2 | — | — | — |
| Центральный | 2,6/0,1 | — | — | — |
| Волго-Вятский | 0,7/0 | — | — | — |
| Центрально-Черноземный | 0,4/0,1 | — | — | — |
| Поволжский | 9,5/5,52 | — | — | — |
| Северо-Кавказский | 6,0/3,6 | 1747 | 25,1/9,8 | 0,6 |
| Уральский | 6,6/2,08 | — | — | — |
| Западно-Сибирский | 286,7/178 | 10 110 | 89,6/39,7 | — |
| Восточно-Сибирский | 443,2/206,4 | — | — | — |
| Дальневосточный | 1486,7/206,4 | 11,7 | 0,2/0,6 | 0,25 |
| Всего | 2287,4/1263 | 11 868,7 | 114,9/50,1 | 0,85 |

Примечания:

* Технический потенциал определяется для ГЦС-технологии, при которой резко интенсифицируется извлечение геотермальных ресурсов. При низких фильтрационно-емкостных характеристиках водоносных коллекторов ГЦС-технология становится экономически не эффективной.

Экономический потенциал подсчитывается для традиционной технологии и для ГЦС-технологии при высоких фильтрационно-емкостных характеристиках водоносных коллекторов.

** См. примечание табл. 1.2.

Привлекаемые ресурсы — это дополнительные ресурсы (водные или тепловые) продуктивного горизонта в нарушенных эксплуатацией условиях. К привлекаемым ресурсам следует относить ресурсы, перетекающие из смежных горизонтов, воды отжатые, из глин, активизацию притока глубинной составляющей при снижении уровня, усиление инфильтрационного питания и др. Привлекаемые ресурсы тепла возникают вследствие охлаждения продуктивного горизонта и

активизации притока тепла из окружающих пород или возрастания теплового потока за счет изменения градиента [49].

Валовой потенциал — средний годовой объем геотермальной энергии, содержащийся в исследуемом массиве горных пород в границах освоённой глубины бурения, при полном ее превращении в полезно используемую энергию.

Технический потенциал — часть валового потенциала, преобразование которого в полезно используемую энергию возможно при данном уровне развития технических средств и соблюдении требований к охране окружающей среды.

Экономический потенциал — часть технического потенциала, преобразование которого в полезно используемую энергию экономически целесообразно при данном уровне цен на ископаемое топливо, тепловую и электрическую энергию, оборудование, материалы и транспортные услуги, оплату труда и пр.

При эксплуатации термальных вод по традиционной технологии из недр извлекается: при фонтанной эксплуатации — $(2 \div 10) \cdot 10^{-2} \%$, при насосной эксплуатации — $(7 \div 56) \cdot 10^{-2} \%$ запасов термальных вод. При гециркуляционной технологии этот показатель достигает 20÷30 %, т.е. на много порядков выше. Коэффициент извлечения тепла из недр составляет $(3 \div 17) \cdot 10^{-3} \%$ при фонтанной эксплуатации, $(1 \div 8) \cdot 10^{-2} \%$ — при насосной, увеличиваясь до 13 % при применении гециркуляционной технологии. Соответственно во много раз возрастают и прогнозные ресурсы термальных вод [60].

Для сопоставления различных видов топлива и суммарного учета его запасов в России принята единица учета — **условное топливо** (у.т.), для которого низшая теплота сгорания принята 29,31 ГДж/т (7000 ккал/кг). В зарубежной практике в качестве единицы учета используется **нефтяной эквивалент** (н.э.) с теплотой сгорания 41,868 ГДж/т. Коэффициенты перевода между энергетическими единицами приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Коэффициенты перевода между энергетическими единицами

| Единица | ГДж | Гкал | МВт·ч | т у.т. | т н.э. |
|---------|---------|--------|--------|---------|---------|
| ГДж | 1 | 0,2388 | 0,2778 | 0,03412 | 0,02388 |
| Гкал | 4,1868 | 1 | 1,163 | 0,14286 | 0,1 |
| МВт·ч | 3,6 | 0,8598 | 1 | 0,12284 | 0,08598 |
| т у.т. | 29,3076 | 7 | 8,141 | 1 | 0,7 |
| т н.э. | 41,868 | 10 | 11,630 | 1,42857 | 1 |

При производстве электрической энергии за счет тепловой используется следующий энергетический эквивалент:

$$1 \text{ т н.э.} = 11,63\eta_{\text{cp}} \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad 1 \text{ т у.т.} = 8,141\eta_{\text{cp}} \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где η_{cp} — среднее значение КПД преобразователей тепловой энергии в электрическую на данном уровне развития техники. Принимая $\eta_{\text{cp}} = 0,361$, получаем:

$$1 \text{ т н.э.} = 4,20 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad 1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 238 \text{ г н.э.};$$

$$1 \text{ т у.т.} = 2,94 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad 1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 340 \text{ г у.т.}$$

Топливным эквивалентом \mathcal{E}_T называется отношение низшей теплоты сгорания рабочей массы реального топлива (Q_{H}^{P}) к теплоте сгорания условного топлива (Q_y):

$$\mathcal{E}_T = \frac{Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{Q_y}. \quad (1.9)$$

Топливные эквиваленты позволяют производить перерасчеты расходов топлива из условного в реальное, и наоборот, по соотношению:

$$B_{\text{P}} = \frac{B_y}{\mathcal{E}_T}, \quad (1.10)$$

где B_{P} и B_y — расходы соответственно реального и условного топлива, кг/с (кг/ч, т/год и т.п.).

1.2.2. Методы оценки ресурсов геотермальной энергии

Методика оценки геотермальных ресурсов

Общие потенциальные геотермальные ресурсы характеризуют тепловой потенциал толщи пород на прогнозируемую глубину бурения до 10 км [21]. Такие ресурсы оцениваются исходя из предположения, что массив горных пород можно охладить до температуры окружающей среды, хотя практически вряд ли это возможно. Плотность распределения общих ресурсов, Q_0 т у.т./м², определяется по следующей формуле:

$$Q_0 = kC_V(H_{\text{пр}} - h_{\text{н.с}})(t_{\text{M}} - t_{\text{о.с}}), \quad (1.11)$$

где k — коэффициент перехода от тепловой энергии к условному топливу, т у.т./Дж; C_V — объемная теплоемкость пород, Дж/(м³ · °С); $H_{\text{пр}}$ — прогнозируемая глубина бурения, м; $h_{\text{н.с}}$ — мощность нейтрального слоя, м; t_{M} — средняя температура массива, °С; $t_{\text{M}} = 0,5(t_{\text{пр}} + t_{\text{н.с}})$; $t_{\text{пр}}$ — температура пород на прогнозируемой глубине, °С; $t_{\text{н.с}}$ — тем-

температура нейтрального слоя, °C; $t_{0,c}$ — температура окружающей среды, °C.

Технически доступные геотермальные ресурсы рассчитывают в двух режимах, определяемых потребителем: при температуре 70/20 °C — для горячего водоснабжения (ГВС) и при температуре 90/40 °C — для отопления.

При температуре 70/20 °C плотность ресурсов, Q_T , т. у.т./м², геотермальной энергии определяется следующим выражением:

$$Q_T = k\xi C_{\gamma}(H_H - H_B)(t'_M - 20), \quad (1.12)$$

где ξ — коэффициент температурного извлечения ($\xi = 0,125$); H_H — нижняя граница ресурсного интервала, м, $H_H = 6000$ м; H_B — верхняя граница ресурсного интервала, м

$$H_B = [(t_B - t_{н.с.})/\Gamma] + h_{н.с.},$$

где $t'_M = 0,5(t_B + t_H)$; t_B — температура на верхней границе ресурсного интервала, °C (в этом режиме для получения теплоносителя температурой не менее 70 °C средняя температура массива t'_M с учетом потерь при транспортировке должна быть не менее 80 °C); t_H — температура на нижней границе массива ресурсного интервала, °C

$$t_H = \Gamma(H_H - h_{н.с.}) + t_{н.с.}$$

Исходя из положения $t'_M \geq 80$ °C: $t_B = 2t'_M - t_H$, тогда минимальное значение $t_B = 160 - t_H$. При высоких значениях t_H вводится ограничение $t_B \geq 30$ °C.

Плотность ресурсов геотермальной энергии при температуре 90/40 °C определяется по формуле:

$$Q_T = k\xi C_{\gamma}(H_H - H_B)(t'_M - 40). \quad (1.13)$$

Для обеспечения температуры теплоносителя, равной 90 °C, средняя температура массива должна быть не менее 100 °C, а заданная температура на верхней границе ресурсного интервала — не менее 50 °C.

Экономически эффективные геотермальные ресурсы складываются из двух составляющих [60]: $Q_{Э(1)}$ — теплосодержания рабочего горизонта со средней температурой пород, близкой к потребностям заказчика при условии равных или меньших приведенных затрат на добычу теплоты недр по сравнению с затратами на другие сопоста-

вимые источники энергии; $Q_{Э(2)}$ — теплосодержания нижележащих пород до ограниченной глубины, определяемой из условия равенства затрат на добычу геотермальной энергии и затрат на другие сопоставимые источники энергии.

Методика оценки гидрогеотермальных ресурсов

Оценка гидрогеотермальных ресурсов заключается в определении производительности водозаборного сооружения при заданном понижении уровня воды в скважинах или наоборот в прогнозе понижения уровня воды при заданной производительности водозаборного сооружения. Одновременно должно соблюдаться условие, что при расчетном водоотборе качество термальных вод будет удовлетворять необходимым кондициям в течение всего срока эксплуатации водозабора.

Ресурсы термальных (теплоэнергетических) вод подсчитываются как по месторождениям или эксплуатационным участкам в целях обоснования строительства водозаборных сооружений для теплообеспечения конкретных объектов, так и в пределах крупных гидрогеологических регионов для обоснования перспективных генеральных схем использования этих вод на различные нужды промышленности и сельского хозяйства, а также направлений и объемов поисково-разведочных работ.

На месторождениях (участках) оценка ресурсов выполняется по результатам специальных разведочных работ или по данным эксплуатации действующих водозаборных сооружений.

Расчет прогнозируемых ресурсов термальных вод выполняют на основе региональных оценок, которые целесообразно осуществлять в пределах отдельных гидрогеологических структур по основным перспективным водоносным комплексам (горизонтам) с последующим их разделением при необходимости на экономические или административные единицы. Оценка выполняется на основе гидрогеотермического районирования территории с выявлением зон, каждая из которых характеризуется сочетанием усредненных значений основных гидрогеологических и гидрогеотермических параметров, определяющих в комплексе размеры ресурсов и теплоэнергетический потенциал термальных вод, а также геолого-экономические показатели их промышленного освоения. По результатам оценки ресурсов производится геолого-экономическое районирование перспективных территорий по комплексу показателей, определяющих возможные масштабы, экономический эффект, последовательность изучения и промышленного освоения гидрогеотермальных ресурсов. Региональная оценка прогнозируемых ресурсов должна выявить не только, сколько термальной воды можно получить в данном перспективном районе и каков ее теплоэнергетический потенциал, но и отве-

тить на вопросы эффективного промышленного освоения ресурсов (методы разработки водоносных горизонтов, способы эксплуатации скважин и их взаимное расположение, возможные схемы энергетических систем и т.п.).

Оценка эксплуатационных запасов термальных вод и их теплоэнергетического потенциала проводится на основании утвержденных кондиций. **Кондиции** представляют собой совокупность экономически и технологически обоснованных требований к качеству и количеству воды, техническим условиям эксплуатации месторождения при рациональном использовании недр и соблюдении правил охраны окружающей среды. Кондиции должны быть учтены при составлении проектов разработки и обустройства месторождений термальных вод. Для разработки технико-экономических обоснований (ТЭО) кондиций привлекают специализированные проектные или проектно-исследовательские организации.

Основные показатели кондиций следующие:

- минимальная температура воды (или энтальпия пароводяной смеси) на устье скважины;
- максимально допустимая минерализация и предельное содержание отдельных компонентов или их групп, включая содержание неконденсирующихся газов в парогидротермах (двуокиси углерода, сероводорода, метана, аммиака, азота, водорода, этана);
- минимальные избыточные давления воды или пара на устьях эксплуатационных скважин и максимальные давления на устьях нагнетательных скважин;
- предельные глубины и дебиты эксплуатационных скважин.

Кроме того, в проекте кондиций должны быть обоснованы способы и средства водоподъема, система транспортировки воды до потребителя, согласованный с заказчиком расчетный срок эксплуатации водозабора и режим водоотбора в пределах этого срока, способы удаления использованных вод. В каждом конкретном случае эксплуатационные запасы оцениваются с учетом заявленной потребности в теплоносителе и наличия действующих водозаборных сооружений в целях установления возможного взаимного влияния проектируемого и действующих водозаборных сооружений и обоснования ожидаемого прироста запасов.

Расчет водозабора включает обоснование рациональной схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных (при использовании ГЦС-технологии) скважин, режима их эксплуатации. В случаях неравномерного водопотребления в течение года оценка эксплуатационных запасов теплоносителя проводится в двух вариантах: при непрерывном равномерном и заданном неравномерном режимах водопотребления. Ограничивающими показателями являются допус-

тимые понижения уровня в эксплуатационных скважинах, а также допустимые с технико-экономических позиций давления нагнетания (при использовании ГЦС-технологии). Кроме того, при оценке эксплуатационных запасов весьма важно определить срок разработки месторождения, в течение которого количество и качество подземных вод должно соответствовать техническим условиям, а ожидаемые значения снижения давления или уровня в скважинах не превысят допустимых.

При оценке эксплуатационных запасов месторождений теплоэнергетических вод используют в основном гидродинамический и гидравлический методы.

Гидродинамический метод основан на достаточно строгих гидродинамических и теплофизических решениях и применяется для пластовых систем и приуроченных к ним месторождений. При этом рассчитывают изменения дебитов и уровней с учетом параметров водоносных пород, определяемых по данным гидрогеологических работ в период разведки месторождений.

При добыче глубоких подземных вод проявляются упругие свойства вод и пород, что приводит к длительному неустановившемуся притоку подземных вод к скважинам. Интенсивность и характер изменения уровней и дебитов зависят от ряда факторов [49]:

- водопроницаемости и пьезопроводимости и их изменения по площади эксплуатационного участка и за его пределами в зоне влияния водозабора;
- граничных условий месторождения и эксплуатационного участка, определяемых наличием областей создания напора, выклиниванием или резким изменением мощности или литолого-фациальных свойств водовмещающих пород;
- суммарного дебита водозабора и дебитов отдельных скважин и их изменения в процессе эксплуатации.

Водопроницаемость грунтов и пород T , м²/сут или м²/с — это произведение коэффициента фильтрации k на мощность m водоносного пласта:

$$T = km. \quad (1.14)$$

Водопроницаемость характеризует единичный (на единицу ширины потока) фильтрационный расход по простиранию водоносного пласта при градиенте напора, равном единице.

Пьезопроводность водоносных пластов представляет собой отношение водопроницаемости T к водоотдаче μ :

$$a = \frac{T}{\mu}. \quad (1.15)$$

В расчетах параметров напорных пластах вместо гравитационной водоотдачи μ учитывают упругую водоотдачу μ' .

Пьезопроводность является показателем скорости перераспределения напора и сработки запасов водоносного пласта в условиях неустановившейся фильтрации. В расчетах стационарных потоков, в которых не происходит изменение напоров и сработки запасов во времени, а также при жестком режиме фильтрации, когда не рассматриваются упругие деформации воды и фильтрующей породы пьезопроводность не учитывают.

Коэффициент гравитационной водоотдачи μ представляет собой отношение объема воды к объему осушенной части пород, а коэффициент упругой водоотдачи μ' можно рассматривать как отношение объема извлекаемой из пласта воды к объему воронки депрессии, образующейся в пьезометрической поверхности пласта.

Основной расчетной формулой при подсчете эксплуатационных запасов для скважины с постоянным дебитом является следующее выражение:

$$S = \frac{Q}{4\pi km} \left[-Ei\left(-\frac{r^2}{4at}\right) \right], \quad (1.16)$$

где S — допустимая расчетная величина снижения уровня подземных вод в пласте, м; Q — эксплуатационный дебит водозабора, м³/сут; k — коэффициент фильтрации, м/сут; m — мощность водоносного горизонта, м; r — расстояние от источника возмущения до точки, в которой определяется понижение уровня на определенный момент времени, м; a — коэффициент пьезопроводности, м²/сут; t — время эксплуатации скважины, сут; Ei — интегральная показательная функция.

На практике обычно используют логарифмическое приближение, которое с точностью до 5 % может заменить (1.16) при соблюдении условия

$$-Ei\left(-\frac{r^2}{4at}\right) \approx \ln \frac{2,25at}{r^2}. \quad (1.17)$$

При этом формула для определения снижения уровня подземных вод в скважине примет вид:

$$S = \frac{Q}{4\pi km} \ln \frac{2,25at}{r^2}. \quad (1.18)$$

Движение подземных вод к скважинам приобретает квазиустановившийся характер, когда темп снижения давления во всех точках внутри зоны фильтрации становится одинаковым. В этой зоне кри-

вые понижения давления (уровня) во времени перемешаются параллельно друг другу.

При подсчете запасов водозаборные сооружения задаются либо как группа взаимодействующих скважин, произвольно размещенных на местности, либо в виде упорядоченных систем — линейной, площадной, кольцевой и др. Расчетный срок эксплуатации скважин в соответствии с установившейся практикой оценки запасов подземных вод рекомендуется принимать равным 10 тыс. сут (около 27 лет). Эксплуатационные запасы считаются обоснованными тогда, когда их количество и качество соответствует условиям и прогнозируемый уровень снижения термальных вод в скважинах к концу расчетного срока эксплуатации не превышает допустимый.

Оценка эксплуатационных запасов термальных вод и парогидротерм с применением ГЦС-технологии эксплуатации месторождений так же, как и при традиционных фонтанном и насосном способах эксплуатации, выполняется гидродинамическим методом. При этом необходимо рассмотреть следующие задачи:

- оценить гидродинамическое изменение пластового давления, избыточного давления на устье эксплуатационных скважин и давления на устье нагнетательных скважин;
- определить изменения температуры теплоносителя в пластовых условиях и эксплуатационных скважинах к концу расчетного срока эксплуатации;
- уточнить приемистость нагнетательных скважин;
- определить теплофизические параметры теплоносителя, водовмещающих пород, ограничивающих водоупоров, а также активной пористости;
- учесть возможные изменения фильтрационных параметров в призабойных зонах нагнетательных скважин и продуктивном пласте за счет процессов физико-химического взаимодействия закачиваемых вод с пластовыми водами и водовмещающими породами.

В результате рассмотрения этих задач необходимо решить оптимизационную задачу по сохранению первоначальной температуры теплоносителя в призабойных зонах эксплуатационных скважин к концу срока эксплуатации или понижению указанной температуры на заранее заданное значение.

Гидравлический метод основан на изучении связи дебита с понижением динамического уровня при установившемся притоке подземных вод к одиночным и взаимодействующим скважинам. Оценка эксплуатационных запасов производится путем гидравлических расчетов на основе экстраполяции полученных опытных данных. Этот метод широко применяют при оценке эксплуатационных запасов в сложных гидрогеологических условиях, не поддающихся про-

стейшей схематизации для обоснованных гидродинамических расчетов, а также при оценке запасов минеральных и термальных вод в горноскладчатых областях и в районах сложного геолого-тектонического строения. Опытнo-эксплуатационные откачки обычно проводят при высоких дебитах, близких к проектным, для выявления характера изменения понижения уровня вод во времени и последующего прогноза понижений на расчетный срок работы водозаборных сооружений.

Комбинированный метод основан на совместном использовании гидродинамического и гидравлического методов. В таких случаях гидравлическим методом определяется понижение уровня при проектном дебите скважин с учетом их взаимодействия на период времени опытных работ. Дополнительное понижение уровня к концу расчетного периода эксплуатации скважин определяется гидродинамическим методом.

Балансовый метод основан на анализе приходных и расходных статей баланса подземных вод. Для глубоких термальных вод платформенных областей, характеризующихся весьма малыми скоростями фильтрации, часто полным отсутствием проявлений на поверхности и широким региональным распространением, оценка запасов этим методом неприемлема. Однако для минеральных, термальных вод горноскладчатых областей и парогидротерм областей современного вулканизма балансовые расчеты имеют важное значение для оценки общих ресурсов таких вод.

1.2.3. Теплоэнергетический потенциал ресурсов термальных вод

Теплоэнергетический потенциал ресурсов термальных вод, возможные масштабы и технико-экономические показатели их практического использования, а также их возможный вклад в топливно-энергетический баланс отдельных экономических районов и страны в целом в значительной мере определяются обоснованностью принимаемого в расчетах полезно используемого перепада температуры вод $t_{\text{исп}}$:

$$t_{\text{исп}} = t_{\text{с}} - t_{\text{к}}, \quad (1.19)$$

где $t_{\text{с}}$ — усредненная за расчетный период разработки температура термальных вод, °С; $t_{\text{к}}$ — конечная температура воды после использования, °С.

Определение конечной температуры вызывает в большинстве случаев значительные трудности. В расчетах условного теплоэнергетического потенциала ресурсов термальных вод рекомендуется принять

единое значение $t_k = 30 \div 35$ °С, рассчитанное на максимальное использование тепла [60]. При этом допускают, что объемы эксплуатационных ресурсов и теплоэнергетический потенциал термальных вод при разработке водоносных горизонтов с поддержанием пластового давления в значительной степени будут зависеть от заданного уровня охлаждения пласта в конце расчетного периода. Этот показатель должен определяться из условия сохранения первоначальной пластовой температуры вблизи забоев эксплуатационных скважин в течение всего расчетного срока при температуре нагнетаемой воды 30—35 °С.

Конечная температура воды зависит от ее начальной температуры, вида практического использования, применяемых схем теплоснабжения или выработки электроэнергии, а также конструкций теплоэнергетического оборудования.

В технологических системах со сбросом отработанной воды на поверхность необходимо добиваться максимального использования температурного потенциала с доведением конечной температуры вплоть до 5 °С и даже еще ниже, так как не использованное низкопотенциальное тепло в таких системах считается безвозвратно утерянным. В настоящее время имеются перспективные системы теплоснабжения с тепловыми насосами, которые позволяют добиваться такого результата.

В системах с ГЦС-технологиями для каждого конкретного случая с учетом геолого-геотермических условий и физико-химических процессов, протекающих при эксплуатации систем, необходимо решать оптимизационную задачу. С одной стороны максимально возможное снижение температуры закачиваемой воды приводит к значительному дополнительному отбору тепла от циркулирующей термальной воды, а также увеличению плотности закачиваемой воды за счет дополнительного охлаждения воды и естественно к увеличению гидростатического давления в нагнетательной скважине (эффект термопресса). С другой стороны, снижение температуры закачиваемой воды приводит к увеличению ее вязкости и соответственно к увеличению фильтрационных сопротивлений в эксплуатируемом пласте, что может привести к потерям давления в пласте, превалирующим над эффектом термолифта. Кроме того, при снижении температуры воды усиливаются процессы солеотложений, что также создаст дополнительные проблемы при эксплуатации системы. Оптимизацию необходимо производить с учетом перечисленных факторов.

Из анализа сказанного можно заключить следующее: *конечной температурой использованной термальной воды нужно считать такую температуру, ниже которой не существует экономически*

эффективных способов ее использования в данных территориально-климатических условиях.

Теплоэнергетический потенциал геотермальной скважины, т.е. производительность скважины по теплу, ГДж/год, определяется по формуле:

$$G = Qc_{\text{в}}\rho_{\text{в}}t_{\text{исп}}, \quad (1.20)$$

где Q — производительность скважины по воде, м³/год; $c_{\text{в}}$ — удельная теплоемкость воды, ГДж/т · °С; $\rho_{\text{в}}$ — плотность воды, т/м³.

1.2.4. Категории эксплуатационных запасов

Оценка эксплуатационных запасов термальных вод осуществляется на всех стадиях изысканий. Достоверность запасов отражается в их категоризации. Согласно «Классификации эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод» эксплуатационные запасы подразделяют на освоенные (категория А), разведанные (категория В), предварительно оцененные (категория С₁), выявленные (категория С₂) и прогнозны ресурсы (категория Р) [39].

Запасы категории А определяют в результате анализа данных эксплуатации на разрабатываемых месторождениях и учитывают при проектировании расширения водозабора.

Запасы категории В оценивают на разведанных месторождениях. Они являются основанием для проектирования водозабора и эксплуатации подземных вод.

Запасы категории С₁ подсчитывают на предварительно оцененных месторождениях по результатам поисково-оценочных работ для обоснования целесообразности разведки месторождения и использования подземных вод, а также составления проекта разведочных работ.

Запасы категории С₂ определяют на выявленных месторождениях по результатам специальных поисковых работ для оценки и учета потенциальных возможностей месторождений, а также для обоснования целесообразности проведения на них поисково-оценочных работ.

Прогнозные ресурсы категории Р оценивают по результатам региональных гидрогеологических исследований. Эти данные являются основой для проведения поисковых или поисково-оценочных работ на площадях, перспективных для выявления новых месторождений подземных вод.

Запасы категории В подсчитывают применительно к согласованным проектным схемам и конструкциям водозабора, заданной потреб-

ности и графику отбора теплоносителя с учетом заданного допустимого влияния на окружающую природную среду, запасы категории C_1 — применительно к условно принятой схеме водозабора и заявленной потребности теплopotребителей, запасы категории C_2 — применительно к условным обобщенным схемам эксплуатации. При оценке прогнозируемых ресурсов геолого-экономические аспекты обоснования системы размещения и схемы водозаборных сооружений специально не рассматривают и устанавливают на основании оценок возможностей практического использования теплоносителей.

Аналогичные требования предъявляют к оценке теплоэнергетического потенциала запасов. Так, оценка потенциала запасов категории В выполняется применительно к проектным вариантам видов и технологий использования теплоносителей. Оценка потенциала запасов категорий C_1 и C_2 проводится применительно к проработанным или намеченным видам и технологиям их теплоэнергетического использования. Оценка прогнозируемых ресурсов сопровождается, как правило, определением общего теплоэнергетического потенциала термальных вод.

1.2.5. Факторы, влияющие на дебит геотермальной скважины

Для глубоких скважин, вскрывающих водоносные горизонты с относительно высокими температурами в пласте, понижение уровня подземных вод в пласте S (1.16) не равно понижению уровня на устье скважины S_y . Это обусловлено проявлением эффектов термолифта и газлифта, а также гидравлических потерь напора в водоподъемных трубах эксплуатационной скважины. Зависимость между S и S_y имеет следующий вид

$$S = S_y - h_{\text{тр}} + S_T + S_G, \quad (1.21)$$

где $h_{\text{тр}}$ — гидравлические потери напора на трение, м; S_T , S_G — поправки к уровню, учитывающие термолифт и газлифт, м.

Потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в водоподъемных трубах при движении воды от пласта до устья скважин делят на группы:

- потери напора по длине потока, затрачиваемые на преодоление сопротивления трения;
- местные потери напора, вызываемые резким изменением конфигурации границ потока.

Из-за этого, понижение уровня на устье будет больше, чем понижение уровня в пласте на значение общих потерь. Из общих потерь линейные потери напора на трение составляют около 70 %, а остальные 30 % приходятся на местные сопротивления.

Потери напора, а также и распределение скоростей по сечению потока существенно различны для ламинарного и турбулентного режимов течения жидкости. Критерием, определяющим режим движения потока, служит число Рейнольдса (Re):

$$\text{Re} = \frac{v d}{\nu}, \quad (1.22)$$

где v — средняя скорость потока, м/с; d — диаметр подъемной (лифтовой) трубы, м; ν — кинематическая вязкость термальной воды, м²/с.

Критическое значение числа Рейнольдса можно считать равным 2300.

Потери напора по длине, $h_{\text{л}}$, м, как при ламинарном, так и при турбулентном течении в трубах круглого сечения определяются по формуле Дарси—Вейсбаха:

$$h_{\text{л}} = \lambda \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g}, \quad (1.23)$$

где λ — коэффициент сопротивления по длине; l — длина участка трубы, м; v — скорость течения в трубе, м/с; d — диаметр трубы, м; g — ускорение свободного падения, м/с².

При ламинарном течении коэффициент λ в (1.23) определяется по формуле Ж.Л.М. Пуазёйля:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (1.24)$$

При турбулентном течении коэффициент λ определяется по формуле А.Д. Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_3}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (1.25)$$

где k_3 — абсолютная шероховатость, мм. Для новых стальных бесшовных труб среднее значение $k_3 = 0,03$ мм, для труб после нескольких лет их эксплуатации $k_3 = 0,2$ мм [64].

Потери напора резко возрастают с увеличением скорости течения, т.е. с увеличением дебита скважины и уменьшением диаметра водоподъемных труб, и могут достигать больших значений. В табл. 1.5 приведены потери напора h на 1000 м длины водоподъемных труб в зависимости от диаметра скважины и ее дебита [49].

Дебит скважины и скорость течения связаны соотношением:

$$Q = \omega v, \quad (1.26)$$

где Q — дебит скважины, м³/с; $\omega = \pi d^2/4$ — площадь поперечного сечения подъемных труб, м².

Потери напора h в трубах разного диаметра, м /1000 м

| $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$ | $d = 0,122 \text{ м}$ | | $d = 0,144 \text{ м}$ | | $d = 0,197 \text{ м}$ | |
|-----------------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|
| | $v, \text{ м/с}$ | $h, \text{ м}$ | $v, \text{ м/с}$ | $h, \text{ м}$ | $v, \text{ м/с}$ | $h, \text{ м}$ |
| 500 | 0,496 | 4,6 | 0,355 | 2,0 | 0,19 | 0,5 |
| 1000 | 0,990 | 16,6 | 0,71 | 7,2 | 0,38 | 1,55 |
| 1500 | 1,485 | 36,6 | 1,065 | 13,7 | 0,57 | 3,2 |
| 2000 | 1,98 | 65,4 | 1,42 | 27,0 | 0,76 | 5,4 |
| 2500 | 2,475 | 102,0 | 1,775 | 42,0 | 0,95 | 8,2 |
| 3000 | 2,97 | 147,1 | 2,13 | 60,6 | 1,14 | 11,55 |

В большинстве случаев в термальных водах содержатся растворенные газы, среди которых преобладают азот (N_2), углекислый газ (CO_2) и метан (CH_4). Объем газа (измеренный в стандартных условиях — при атмосферном давлении и температуре 20°C), растворенного в единице объема воды, называют *газосодержанием воды* или *газовым фактором*.

Растворимость газов в воде зависит от давления, температуры, химического состава воды и газа. Важным параметром растворенных газов является *давление насыщения*, или *упругость*. Давлением насыщения называется то минимальное давление, при котором весь газ еще находится в растворенном состоянии. Если давление воды больше давления насыщения, то весь газ находится в растворенном состоянии, если давление упало ниже давления насыщения, то из воды выделяется часть газа.

При движении пластовой воды от забоя к устью скважины на определенной глубине, где давление становится равным давлению насыщения, газ начинает выделяться из воды. По мере дальнейшего подъема воды к устью скважины количество выделившегося из нее газа увеличивается, достигая максимального значения, равного газовому фактору, при атмосферном давлении на поверхности.

Дополнительное приращение напора за счет проявляющегося эффекта газлифта можно определить по формуле:

$$S_{\Gamma} = \frac{p_0 C_0 \tau}{\rho g} \left(\ln \frac{p_{\Gamma}}{p_1} - \frac{p_{\Gamma} - p_1}{p_{\Gamma}} \right), \quad (1.27)$$

где p_0 — атмосферное давление, Па; p_{Γ} — упругость растворенного газа, Па; $p_1 = p_0 + p_{\text{м}}$ — избыточное давление на устье, Па; $p_{\text{м}}$ — манометрическое давление, Па; C_0 — газовый фактор в нормальных

условиях; τ — температурный коэффициент, равный $1 + t_y/273$; t_y — температура воды у устья скважины, °C; ρ — плотность воды с учетом температуры и минерализации, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с².

Эффект газлифта проявляется максимальным образом при $p_1 = p_0$.

В табл. 1.6 приведены результаты расчетов величины S_T в зависимости от C_0 , p_1 и p_T для условий $\rho = 1050$ кг/м³ и $t_y = 100$ °C.

Из таблицы видно, что при высоких значениях газового фактора значения S_T достигают 100 м и более. Такое дополнительное приращение напора позволит существенно увеличить эксплуатационный дебит самоизливающейся скважины, а также перевести на режим самоизлива скважину, статический уровень в которой ниже поверхности земли, после кратковременной насосной эксплуатации.

В глубоких термальных скважинах при определении их дебитов необходимо также учитывать изменение плотности воды в зависимости от изменения температуры. Поправка к значению, учитывающая термолифт, определяется по следующей формуле:

$$S_T = \frac{H_0[\rho(t_{ст}) - \rho(t_d)]}{\rho(t_d)}, \quad (1.28)$$

где H_0 — высота столба воды в скважине, м (при наличии избыточного напора $H_0 = H_{скв}$); $H_{скв}$ — глубина скважины; $\rho(t_{ст})$ и $\rho(t_d)$ — плотности воды, соответствующие ее средней температуре в статическом состоянии и при работе скважины (динамическом состоянии), кг/м³.

Когда скважина находится в покое, разница в температуре воды в пласте и у устья скважины (или у статического уровня не фонтаниру-

Таблица 1.6

Расчетные значения S_T по формуле (1.27)

| $p_1 \cdot 10^5$, Па | $C_0 = 0,8$ | | $C_0 = 1,5$ | | $C_0 = 2,0$ | | $C_0 = 4,0$ | |
|--------------------------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|
| | $p_T, 10^5$ Па | $S_T, м$ |
| 1 | 50 | 31,2 | 70 | 65,0 | 80 | 90,2 | 100 | 192,0 |
| 3 | 50 | 19,9 | 70 | 43,7 | 80 | 61,7 | 100 | 134,6 |
| 5 | 50 | 14,9 | 70 | 34,1 | 80 | 48,7 | 100 | 108,8 |
| 7 | 50 | 11,8 | 70 | 28,0 | 80 | 40,7 | 100 | 92,0 |
| 10 | 50 | 8,6 | 70 | 21,7 | 80 | 31,9 | 100 | 74,5 |

ющей скважины) будет максимальной. В длительно простаивающей скважине температура по ее стволу распределяется в соответствии с температурным градиентом для данного района (за исключением зоны выше нейтрального слоя).

Средняя температура в стволе простаивающей скважины определяется по формуле:

$$t_{\text{ст}} = (t_{\text{пл}} + t_{\text{н.с}})/2, \quad (1.29)$$

где $t_{\text{пл}}$ — температура термальной воды в пласте, °С; $t_{\text{н.с}}$ — температура нейтрального слоя, °С.

В простаивающей скважине, где статический уровень воды находится ниже нейтрального слоя, средняя температура определяется из следующего выражения:

$$t_{\text{ст}} = (t_{\text{пл}} + t_{\text{с.у}})/2, \quad (1.30)$$

где $t_{\text{с.у}}$ — температура термальной воды у статического уровня, °С

$$t_{\text{с.у}} = t_{\text{н.с}} + \Gamma(h_{\text{с.у}} - h_{\text{н.с}}); \quad (1.31)$$

Γ — геотермический градиент, °С/м; $h_{\text{с.у}}$ — глубина статического уровня от устья, м; $h_{\text{н.с}}$ — глубина нейтрального слоя.

Средняя температура воды в эксплуатируемой скважине определяется по формуле:

$$t_{\text{д}} = (t_{\text{пл}} + t_{\text{у}})/2, \quad (1.32)$$

где $t_{\text{у}}$ — температура термальной воды в устье эксплуатируемой скважине.

При пуске скважины в эксплуатацию по мере прогревания окружающих горных пород в скважине устанавливается новый температурный режим, зависящий главным образом от дебита скважины. Потери тепла в стволе скважины зависят от ее глубины, диаметра и дебита. Из практики эксплуатации геотермальных скважин следует, что при дебитах более 500 м³/сут эти потери не превышают 10 %. В таких условиях для оценочных расчетов можно принять $t_{\text{у}} = 0,9t_{\text{пл}}$.

В табл. 1.7 приведены значения приращения напора S_{T} за счет эффекта термолифта, проявляющегося при эксплуатации скважины. Расчеты проведены при $t_{\text{н.с}} = 15$ °С и $\Gamma = 0,035$ °С/м. Температура воды в пласте $t_{\text{пл}}$ определяется по (1.18), значения плотности воды, соответствующие средним значениям температуры в стволе скважины при ее простаивании и эксплуатации, берутся из справочных табличных данных физических свойств воды.

Из расчетных значений следует, что при увеличении глубины скважины значения S_{T} увеличиваются и для глубоких скважин могут достигать 50 м и более.

Расчетные значения S_T по формуле (1.28)

| $H_{\text{СКВ}}, \text{ м}$ | $t_{\text{пл}}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $t_y, \text{ }^\circ\text{C}$ | $t_{\text{ст}}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $t_{\text{д}}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $\rho(t_{\text{ст}}), \text{ кг/м}^3$ | $\rho(t_{\text{д}}), \text{ кг/м}^3$ | $S_T, \text{ м}$ |
|-----------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|------------------|
| 1000 | 50 | 45 | 33 | 48 | 995 | 989 | 6,1 |
| 2000 | 85 | 77 | 50 | 81 | 988 | 971 | 17,5 |
| 3000 | 120 | 108 | 68 | 114 | 979 | 948 | 32,7 |
| 4000 | 155 | 140 | 85 | 148 | 968 | 919 | 53,3 |
| 5000 | 190 | 171 | 103 | 181 | 956 | 886 | 79,0 |

1.3. Характеристика подземной гидросферы

1.3.1. Происхождение подземных вод

Подземная вода может образовываться непосредственно под землей за счет различных химических реакций или проникать в горные породы из гидросферы и атмосферы. По условиям образования различают следующие основные типы подземных вод: конденсационные, инфильтрационные, седиментационные, возрожденные и магматические.

Конденсационные воды образуются при конденсации водяных паров атмосферы в порах и трещинах самых верхних слоев горных пород в зоне аэрации. Объем таких вод незначителен.

Инфильтрационные воды образуются при просачивании в горные породы атмосферных осадков и поверхностных вод суши. Инфильтрационные воды широко распространены в верхних горизонтах земной коры, где происходит интенсивный водообмен. К этому типу относятся пресные подземные воды, используемые для водоснабжения. Встречаются и древние инфильтрационные воды, которые обычно залегают на значительной глубине (до 1000 м и более). Такие воды могут сохраняться в условиях слабого водообмена.

Седиментационные воды образуются в процессе отложения (седиментации) морских осадков. По мере погружения происходит изменение минералогического состава морских осадков. Одновременно происходит и изменение химического состава вод, насыщающих осадок и взаимодействующих с ним. Нередко к седиментационным относят и воды, проникшие в горную породу во время трансгрессии (наступления) моря на сушу. Такие воды имеют морское происхождение, но, не являясь седиментационными, так как не связаны с отложением и эволюцией осадков. Древние седиментационные воды сохраняются в толще горных пород после отступления моря, если в условиях затрудненного водообмена они не были заме-

щены водами инфильтрационного происхождения. Седиментационные воды встречаются в континентальных областях на значительном удалении от побережья, где в глубокой древности был морской бассейн. На континентах седиментационные воды возобновляться не могут, вследствие чего происходит постепенное разбавление и вытеснение их инфильтрационными водами.

Возрожденные воды образуются при действии высоких температур на минералы, содержащих воду. При этом химически связанные воды высвобождаются и переходят в свободное состояние. При дегидратации минералов может выделяться значительное количество воды. Образование возрожденных вод происходит в разных термодинамических зонах земной коры. Например, гипс начинает терять воду при температуре 80—90 °С, которая наблюдается на глубине 2—3 км. При полном превращении гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ в ангидрит CaSO_4 из каждой тонны гипса высвобождаются 210 кг воды. Наибольшее количество возрожденных вод образуется при превращении монтмориллонита, содержащего до 24 % воды, в гидрослюда, в которых содержание воды обычно составляет 10 %. Такая перестройка монтмориллонита происходит на глубине 2 км и более, причем выделяется очень большое количество возрожденной воды, нередко превышающее объем воды в смежных с глинами породах-коллекторах. Возрожденные воды в момент своего выделения являются пресными.

Магматические воды выделяются из расплавленной магмы. При движении магмы к поверхности она может поглощать воды различного генезиса из пород, с которыми магма контактирует. Магма также несет с собой некоторое количество воды, которая изначально в ней содержалась, которая собственно и есть магматическая вода, имеющая подкоровое происхождение. Наиболее сложным и дискуссионным является вопрос о происхождении таких вод. Еще в XVI в. Г. Агрикола высказал мнение о том, что в земной коре могут сгущаться пары воды, идущие с больших глубин. В начале XX в. эта идея была освещена в трудах австрийского ученого Э. Зюсса, который утверждал, что внедрение магмы из больших глубин в верхние горизонты земной коры всегда сопровождается выходом на поверхность летучих соединений, в том числе паров воды. Такие воды, впервые попавшие с больших глубин на поверхность Земли или в верхние ее горизонты, Э. Зюсс назвал **ювенильными**, т.е. впервые попавшими в условия земного существования.

Дальнейшее развитие теория ювенильного происхождения подземных вод получила в трудах академика А.П. Виноградова. В лабораторных условиях, при помощи зонного плавления, был воспроизведен механизм процесса выплавления и дегазации вещества мантии (базальтовых пород) Земли. Было доказано, что образование легко-

плавкой фазы при зонном плавлении вещества мантии сопровождается дегазацией прежде всего воды, а затем растворенных в воде газов. Из этих соединений в дальнейшем сформировались океаны и атмосфера Земли.

Некоторые исследователи считают, что дегазация мантии продолжается в настоящее время, и этот процесс влияет на формирование подземных вод, залегающих на больших глубинах. По мнению В.Ф. Дерпгольца, через толщу земной коры к поверхности происходит непрерывное и повсеместное движение воды и других летучих компонентов из мантии.

1.3.2. Условия залегания термальных подземных вод

По условиям залегания термальные воды подразделяют на пластовые безнапорные, пластовые напорные, трещинно-поровые, трещинные, трещинно-каверновые и трещинно-жильные.

Пластовые безнапорные воды встречаются в пористых горизонтах, ограниченных сверху и снизу водоупорами, при условии неполного заполнения водой коллектора.

Пластовые напорные воды заполняют пористые коллекторы, изолированные в кровле и подошве водоупорными толщами. Пористые коллекторы могут пересекать сети трещин; содержащиеся в них воды называются **трещинно-поровыми**.

Трещинные воды находятся в трещинах плотных пород, таких как плотные песчаники, кварциты, мергели, известняки и доломиты, метаморфические породы и граниты, глинистые сланцы аргиллиты. Вода заполняет в них трещины тектонического происхождения и трещины выветривания. В тех случаях, когда в трещиноватых породах имеются каверны, развитые обычно в известковистых породах, содержащиеся в таких смешанных коллекторах возникают воды, которые называются **трещинно-каверновыми**.

Иногда встречаются **трещинно-жильные воды**, заполняющие крупные трещины и карстовые каналы, часто приуроченные к системам тектонических сбросов и других нарушений.

Водоносные породы объединяются в водоносные горизонты, водоносные комплексы и гидрогеологические (или гидрогеотермические) этажи.

Водоносный горизонт представляет собой выдержанную по площади и разрезу насыщенную водой толщу горных пород с близкими гидродинамическими и гидрохимическими условиями, ограниченную в подошве и кровле водоупорными породами.

Водоносный комплекс состоит обычно из нескольких водоносных горизонтов, гидродинамически связанных друг с другом и имеющих близкий химический состав и минерализацию.

Гидрогеологические этажи объединяют несколько водоносных комплексов. Гидрогеологические этажи, как правило, разделены между собой мощными регионально выдержанными водоупорами, обычно сложенными толщами глинистых отложений. Гидрохимические и другие характеристики гидрогеологических этажей существенно различаются.

Под **бассейном пластовых вод** понимают скопление вод, относящиеся преимущественно к осадочным породам, заполняющим отрицательные тектонические элементы земной коры (синеклизы, впадины, прогибы). Бассейн пластовых вод состоит из проницаемых водоносных пластов, объединяемых в горизонты, комплексы и этажи с напорными водами, разделенных водоупорами.

Геогидродинамические системы напорных вод подразделяют на инфильтрационные и эксфильтрационные.

В **инфильтрационных** водонапорных системах напор создается за счет инфильтрации атмосферных и поверхностных вод. В **эксфильтрационных** водонапорных системах напор в водоносных пластах создается за счет фильтрационного удаления жидкости из одних пластов (или их частей) в другие пласты (или их части) без пополнения запасов из внешних областей питания. Эксфильтрационные водонапорные системы подразделяют на элизионные литостатические, геодинамические и термогидродинамические.

В элизионных **литостатических** водонапорных системах напор создается вследствие выжимания вод из уплотняющихся осадков и пород в коллекторы и частично за счет уплотнения самих коллекторов с выжиманием вод из одних частей в другие. Наибольшее количество жидкости отжимается из зон максимальной мощности осадков, т.е. из наиболее погруженных частей впадин.

В элизионных **геодинамических** водонапорных системах тектоническое сжатие приводит к возникновению высокой пластовой энергии. Такие системы встречаются преимущественно в областях интенсивной складчатости и повышенной сейсмичности.

В элизионных **термогидродинамических** водонапорных системах напор создается в результате высвобождения жидкости в процессе термической дегидратации минералов.

1.3.3. Зональность подземных вод

В пластовых водонапорных системах выделяют три гидродинамические и газогидрохимические зоны: свободного водообмена, затрудненного водообмена и застойного режима, которые различаются как по генезису подземных вод, так и по природе энергетического потенциала [28].

Зона свободного водообмена занимает верхние части разреза до глубины 500 м. В пределах зоны происходит интенсивное движение вод со скоростью от десятков сантиметров до метров в год и более, температура не превышает 20 °С. Природа энергетического потенциала гидростатическая. Воды обычно пресные или слабой минерализации, инфильтрационного происхождения. В подземных водах этой зоны развиты преимущественно атмосферные газы (азот, кислород, диоксид углерода). Геохимическая обстановка в зоне окислительная. На формирование геохимической характеристики вод большое влияние оказывают климатические и другие физико-географические условия.

Зона затрудненного водообмена является промежуточной между зоной свободного водообмена и застойного режима и залегает на глубинах 500—1500 м. Воды пластовые, напорные. В пределах зоны воды движутся от областей инфильтрации к погруженным частям бассейна со скоростью от единиц до десятков сантиметров в год. Природа энергетического потенциала гидростатическая. В пополнении ресурсов подземных вод зоны наряду с водами инфильтрационного генезиса определенную роль играют и седиментационные воды. Температура вод меняется в диапазоне 20—40 °С. Воды хлоридно-кальциевые, иногда хлоридно-магниево-гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией 5—10 г/л. В водах растворены обычно газы смешанного (азотно-углеводородного и углеводородно-азотного) состава. В этой зоне окислительная обстановка сменяется переходной (окислительно-восстановительной). В формировании геохимической обстановки подземных вод этой зоны поверхностные факторы заметной роли не играют.

Зона застойного режима занимает нижние части осадочного чехла и залегает на глубинах 1,5—4 км. Напоры подземных вод в пределах зоны в значительной степени определяются геостатическим давлением. Движение подземных вод очень замедленное, скорость составляет от единиц до нескольких десятков миллиметров в год. Температуры вод 40—100 °С и более. Воды обычно высокоминерализованные, хлоридно-кальциевого типа, главным образом седиментационного генезиса. С глубиной возрастает роль вод отжатия, возрожденных и литогенных вод. Газы, растворенные в водах, преимущественно углеводородного состава, в них наряду с метаном отмечается повышенное содержание его гомологов. Геохимическая обстановка в пределах зоны повсеместно восстановительная.

1.3.4. Теплоэнергетические воды

Под термином «теплоэнергетические воды» понимают природные подземные воды, пригодные для использования в качестве источника для получения тепла и (или) электроэнергии. Они подразделяются на термальные воды и парогидротермы.

Основным показателем для отнесения подземных вод к категории теплоэнергетических является их температура. Однако четких и достаточно обоснованных температурных критериев для выделения рассматриваемой категории вод не имеется. Одни исследователи считают, что термальной можно считать воду температурой выше 20 °С (Б.Ф. Маврицкий), другие исследователи к термальным водам относят воды, температура которых превышает температуру тела человека (37 °С).

В Инструкции по применению классификации эксплуатационных запасов подземных вод к месторождениям термальных вод пункт 1.2 гласит: «К термальным водам теплоэнергетического назначения относятся подземные воды с температурой более 35 °С независимо от их химического состава. В отдельных случаях для теплоснабжения могут быть использованы субтермальные воды температурой от 20 до 35 °С.

По температурному и агрегатному (фазовому) состоянию термальные воды подразделяют на собственно термальные с температурой при выходе на поверхность до 100 °С и перегретые (пароводяные смеси, сухой пар) с температурой более 100 °С. В группе собственно термальных вод выделяются воды низкопотенциальные с температурой до 70 °С и среднетенциальные с температурой от 70 до 100 °С. Перегретые воды относятся к группе высокопотенциальных естественных теплоносителей» [34].

Однако существует мнение, что *термальной является вода подземных источников, использование которой на теплоэнергетические цели в данных территориально-климатических условиях позволяет получить положительный экономический эффект за счет ее температуры* [1]. Например, в районах с холодными климатическими условиями подземную воду температурой 15—20 °С можно успешно использовать для оттаивания мерзлых грунтов (рытье котлованов, горнопроходческие работы и т.д.), тогда как прямое использование такой воды на теплоэнергетические цели в южных районах не имеет практического смысла.

Подземные воды классифицируют по температурному признаку. В табл. 1.8 приведена одна из существующих классификаций теплоэнергетических вод.

Воды низкопотенциальные температурой 35—70 °С можно эффективно использовать для обогрева открытого грунта, оттаивания мерзлых пород, интенсификации рыбоводства, закачки в нефтеносные пласты, технологических процессов, требующих низкопотенциальных теплоносителей, в теплонасосных системах теплоснабжения. Для прямого теплоснабжения объектов различного назначения эти воды имеют ограниченное применение. В основном они использу-

Классификация подземных теплоэнергетических вод

| Группа, подгруппа | Температура, °С | Фазовое состояние | |
|----------------------|-----------------|-------------------|-------------------------------------|
| | | на глубине | на поверхности |
| Низкопотенциальные | 35—70 | Вода | Вода |
| Среднепотенциальные | 70—100 | Вода | Вода |
| Высокопотенциальные: | | | |
| слабоперегретые | 100—150 | Вода | Вода + пар |
| перегретые | 150—250 | Вода | Вода + пар |
| высокоперегретые | 250—350 | Вода | Вода + пар |
| Предельно перегретые | Более 350 | Вода | Вода + пар |
| Пар | Примерно 240 | Пар | Пар сухой насыщенный или перегретый |

ются в районах с мягким климатом или в любых районах с применением тепловых насосов или пикового догрева.

Воды среднепотенциальные температурой 70—100 °С могут эффективно использоваться для теплоснабжения промышленных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых объектов, для технологических нужд, заводнения нефтяных залежей, выработки электроэнергии в бинарных ГеоЭС, системах теплоснабжения в комбинации с тепловыми насосами.

Воды высокопотенциальные температурой более 100 °С также могут эффективно использоваться для теплоснабжения и выработки электроэнергии. Слабоперегретые (100—150 °С) воды можно использовать в бинарных ГеоЭС, а воды более высокой температуры в одноконтурных ГеоЭС.

Все перегретые воды в пластовых условиях находятся, как правило, в жидком состоянии, поскольку пластовое давление обычно превышает давление насыщенного пара при данной температуре. Вскипание жидкости с образованием двухфазного потока происходит в стволе скважины и на поверхность выводится пароводяная смесь (ПВС) с различным соотношением воды и пара, в зависимости от тепловых параметров вскрытого теплоносителя. Содержание пара увеличивается с ростом температуры: для слабо перегретых вод содержание пара, получаемого на поверхности, не превышает 10 %, а в диапазоне температур 200—300 °С составляет в среднем 20—40 %.

Основной теплоэнергетической характеристикой ПВС является ее энтальпия, или теплосодержание, величина которой находится в прямой зависимости от содержания пара в ПВС. Энтальпия ПВС

с содержанием пара до 10 % составляет не более 630—670 кДж/кг, энтальпия ПВС с содержанием пара 20—40 % достигает 1260—1470 кДж/кг.

Пластовый флюид в виде пара встречается крайне редко. Резервуары, содержащие пар, характеризуются довольно однообразными температурами и давлениями: температура в пределах 240 °С, давление около 3,2 МПа. На поверхности скважинами выводится сухой насыщенный или перегретый пар с энтальпией 2800—3000 кДж/кг, используемый для выработки электроэнергии.

1.3.5. Месторождения теплоэнергетических вод

По геолого-гидрогеологическим и геотермическим условиям месторождения теплоэнергетических вод подразделяют на следующие:

- месторождения пластового типа в артезианских бассейнах платформ и плит;
- месторождения пластового типа в артезианских бассейнах, приуроченных к предгорным и межгорным впадинам горно-складчатых областей;
- месторождения трещинно-жильного типа горно-складчатых областей.

Более 90 % эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод в России приходится на месторождения первых двух типов, приуроченных к гидрогеотермическим системам пластового типа.

Пластовые системы платформенных артезианских бассейнов характеризуются большими размерами, сравнительно спокойным залеганием продуктивных горизонтов (комплексов) в мезозойских и кайнозойских отложениях, относительной однородностью фильтрационных свойств, выдержанностью на больших площадях гидрогеохимических и геотермических показателей, высокими гидростатическими напорами вод, значительными эксплуатационными запасами.

По количеству продуктивных горизонтов месторождения в таких системах могут быть одно- и многопластовыми. По характеру водовмещающих отложений водоносные комплексы месторождений подразделяют на поровые и порово-трещинные, приуроченные в основном к терригенным и терригенно-карбонатным коллекторам (пески, песчаники, мергели, известняки).

Эксплуатационные запасы месторождений в артезианских бассейнах платформенного типа формируются главным образом за счет упругих запасов эксплуатируемых водоносных горизонтов. Перетекание из соседних горизонтов и отжатие из глинистых прослоев отсутствует или имеет подчиненное значение. К месторождениям

такого типа относятся Тобольское и Омское в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна.

Пластовые водонапорные системы предгорных и межгорных артезианских бассейнов и артезианских склонов, как и в платформенных бассейнах, приурочены к глубоким частям разреза. Такие месторождения имеют более сложное строение и меньшие размеры (десятки — сотни квадратных километров) по сравнению с месторождениями первого типа и также могут быть одно- и многопластовыми. Для месторождений этого типа характерна, как правило, фациальная изменчивость водовмещающих пород, приводящая часто к существенному изменению фильтрационных свойств пород на небольших расстояниях. Гидрохимическая обстановка часто быстро изменяется по площади и по разрезу.

Рассматриваемые водонапорные системы характеризуются высокими избыточными напорами термальных вод, достигающими часто сотен метров. Воды, как правило, сильно газонасыщены и отличаются повышенными температурами.

Для месторождений предгорных и межгорных артезианских бассейнов в большинстве случаев характерны поровые и порово-трещинные коллекторы. Эксплуатационные запасы частично обеспечиваются упругими запасами, естественными ресурсами эксплуатируемого водоносного горизонта, а также запасами вод, привлекаемыми из других водоносных горизонтов. При значительном понижении уровня возможен подток к водозабору вод иного состава из других горизонтов через тектонически ослабленные зоны и фациальные «окна», а также латерально — вследствие перемещения гидрогеохимической границы в эксплуатационном пласте. К таким месторождениям относятся большинство месторождений термальных вод Восточного Предкавказья (Ханкальское в Чеченской Республике и Махачкала—Тернаирское, Избербашское, Каякентское и другие в Дагестане).

Месторождения теплоэнергетических вод трещинно-жильного типа горно-складчатых областей распространены в районах современного и недавнего вулканизма (Камчатка и Курильские острова). Они приурочены к интрузивным, метаморфическим и вулканогенно-осадочным комплексам пород и связаны с системами крупных тектонических нарушений, формирующих зоны дробления и блоковую структуру месторождений. Эти месторождения отличаются от других месторождений очень сложным строением и имеют локальное распространение. Размеры месторождений не превышают нескольких десятков квадратных километров.

Пористость и проницаемость монолитных блоков пород низкая, фильтрация вод происходит по системам пересекающихся трещин.

Для большинства месторождений характерно наличие очагов разгрузки в виде поверхностных термопроявлений (термальных источников, парогазовых струй).

Эксплуатационные запасы теплоэнергетических вод трещинно-жильных месторождений формируются за счет естественных ресурсов. Минерализация вод редко превышает 10 г/л. В районах современного вулканизма распространены месторождения с низко- и среднепотенциальным теплоносителем (до 100 °С в складчатых районах вне областей молодой вулканической деятельности) и высокопотенциальные (выше 100 °С), называемые парогидротермами.

1.4. Физико-химические свойства подземных вод

1.4.1. Физические свойства подземных вод

Вода незначительно изменяет свой объем при изменении давления и температуры, и в этом отношении она сходна с твердым телом и отличается от газа, который весьма сильно изменяет свой объем. Кроме того, вода обладает текучестью, т.е. не имеет собственной формы и принимает форму сосуда, в котором находится, и этим она отлична от твердого тела и сходна с газом.

Многие физические свойства воды являются аномальными и не обнаружены у других веществ. При плавлении вода не расширяется, как почти все остальные вещества, а сжимается. Плотность воды растет с повышением температуры от 0 до 4 °С и лишь при более высоких температурах начинает уменьшаться. По сравнению с другими веществами вода имеет высокие удельную теплоемкость, удельную теплоту плавления и кипения.

Определяющее влияние на физические свойства подземных вод оказывают растворенные в них соли и газы, а также воздействие высоких давлений и температур в пластовых условиях. Температура и давление подземных вод зависят от глубины залегания. С увеличением глубины залегания возрастает как температура, так и давление. При температуре 374 °С (критическая температура) исчезают различия физических свойств жидкости и пара. Вода при температуре выше 374 °С находится в надкритическом состоянии. Критическая температура минерализованных водных растворов еще выше и может достигать до 400—425 °С.

Измерение давления высотой столба воды очень удобно и часто применяется на практике. Давление 1 кгс/см^2 (техническая атмосфера) соответствует столбу пресной воды высотой 10 м. Таким образом, гидростатическое давление подземных вод увеличивается

на 1 ат на каждые 10 м глубины. Между единицами измерения давления в разных системах существуют следующие соотношения:

$$\begin{aligned} 1 \text{ ат} &= 1 \text{ кгс/см}^2 = 10 \text{ м вод. ст.} = 0,981 \text{ бар} = \\ &= 0,0981 \text{ МПа} = 0,981 \cdot 10^5 \text{ Па.} \end{aligned}$$

Гидростатическое давление p , Па, определяется по формуле:

$$p = \rho g H, \quad (1.33)$$

где ρ — плотность воды, кг/м^3 ; g — ускорение свободного падения, м/с^2 ; H — высота столба воды, м.

Давление в недрах подразделяют на горное и пластовое. **Горное** или **геостатическое** давление обусловлено силой тяжести перекрывающей толщи горных пород. Значение горного давления $p_{\text{г}}$ определяется по формуле аналогичной (1.33) и имеет следующий вид:

$$p_{\text{г}} = \frac{1}{c} \rho_{\text{п}} h, \quad (1.34)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность пород, кг/м^3 ; h — глубина, м; c — переводной коэффициент, зависящий от единиц измерения давления.

Если давление измерять в мегапаскалях (МПа), то $c = 102\,000$, если в килограммах силах на сантиметр в квадрате, то $c = 10\,000$.

Пластовое давление ($p_{\text{пл}}$) — это давление жидкости, насыщающей горные породы; по своему происхождению оно близко к гидростатическому давлению

$$p_{\text{пл}} = \frac{1}{c} \rho h. \quad (1.35)$$

Для глубоких пластов платформенных бассейнов h равна примерно глубине залегания пласта от поверхности.

При температуре $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ вода имеет максимальную плотность 1000 кг/м^3 , при температуре $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ее плотность — $958,4\text{ кг/м}^3$, при температуре $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ — $712,5\text{ кг/м}^3$. За счет пониженной плотности в недрах происходит конвективное, восходящее движение нагретых подземных вод. Плотность подземных вод зависит также от химического состава и концентрации растворенных солей. Если пресные подземные воды имеют плотность, близкую к 1000 кг/м^3 , то плотность концентрированных рассолов достигает 1200 кг/м^3 и более.

Сжимаемость жидкости при изменении внешнего давления характеризуется коэффициентом сжимаемости (упругости). Он равен отношению изменения объема жидкости при изменении давления на единицу к первоначальному ее объему. Принято считать, что вода практически несжимаема. Коэффициент сжимаемости для чистой

воды равен $5 \cdot 10^{-5}$ 1/ат. Однако упругие свойства воды играют важнейшую роль в подземной гидродинамике, за счет упругих сил создается напор подземных вод.

Единица измерения коэффициента сжимаемости в международной системе (СИ) — $1/\text{Па} = \text{м}^2/\text{Н}$.

Температурное расширение жидкостей характеризуется коэффициентом температурного расширения. Он равен отношению изменения объема жидкости при изменении температуры на 1°C к первоначальному объему. Единица измерения коэффициента температурного расширения — $1/^\circ\text{C}$.

Изменение температуры и давления влияют на плотность воды в противоположном направлении.

Вязкость — свойство жидкости сопротивляться сдвигающим усилиям. Вязкость проявляется только при движении жидкости как внутреннее трение или сопротивление скольжению жидких слоев друг относительно друга под действием внешних сил. Вязкость характеризуется коэффициентом абсолютной вязкости. Величину, обратную коэффициенту абсолютной вязкости, называют **текучестью**. В международной системе абсолютная вязкость измеряется в паскалях на секунду ($\text{Па} \cdot \text{с}$).

Кинематическая вязкость γ , равна частному от деления абсолютной вязкости μ на плотность ρ ($\gamma = \mu/\rho$). В системе СИ кинематическая вязкость измеряется в метрах квадратных на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$). Вязкость природных вод увеличивается с ростом минерализации, но основное влияние оказывает температура. Повышение температуры приводит к значительному уменьшению вязкости подземных вод, что значительно облегчает их фильтрацию через мельчайшие поры.

Температура и давление влияют на состояние (твердое, жидкое или газообразное) воды в недрах. В большей части земной коры вода находится в жидком состоянии. Кипение подземных вод в глубоких горизонтах при температуре выше 100°C не происходит, так как с увеличением глубины возрастает давление и, как следствие, растет температура кипения воды. Например, под давлением 10 ат вода закипает при температуре 179°C . Такое давление подземных вод наблюдается на глубине 100 м, где температура значительно ниже точки кипения.

1.4.2. Химический состав подземных вод

Вода характеризуется высокой растворяющей способностью. Подземные воды на путях своего движения соприкасаются с разнообразными горными породами и при взаимодействии с ними обогащаются многими химическими соединениями. Под **химическим**

составом воды обычно понимают состав растворенных в воде веществ. В подземных водах найдено более 60 химических элементов в виде ионов, недиссоциированных молекул различных солей, коллоидов минерального и органического происхождения, газов.

Основными в природных водах являются шесть ионов, к которым относятся три аниона — хлор Cl^- , сульфат SO_4^{2-} и гидрокарбонат HCO_3^- , и три катиона — натрий Na^+ , кальций Ca^{2+} и магний Mg^{2+} . Сочетание преобладающих в растворе ионов характеризует химический состав подземных вод (гидрокарбонатно-кальциевый, хлоридно-натриевый и т.д.).

Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов называется **минерализацией воды**. Она обычно выражается в граммах на 1 л раствора (г/л). Минерализация природных вод изменяется в очень широких пределах. Имеется несколько классификаций природных вод по степени минерализации. По классификации В.И. Вернадского различают пресные воды (минерализация до 1 г/л), очень слабо соленые (1—10 г/л), слабосоленые (10—35 г/л), соленые (35—50 г/л), рассолы (более 50 г/л). Позднее другие исследователи (И.К. Зайцев, М.Г. Валяшко, Н.И. Толстихин и др.) предложили называть рассолами природные растворы с минерализацией 35 г/л, обосновывая это верхней границей солености океанической воды. Известны рассолы с содержанием солей до 700 г/л.

При разработке технологических систем для использования термальных вод следующую классификацию:

- термальные воды с низкой минерализацией (до 10 г/л), которые могут использоваться без предварительной водоподготовки;
- термальные воды со средней минерализацией (10—35 г/л), требующие предварительной очистки, или которые могут использоваться только в двухконтурных системах;
- термальные воды с высокой минерализацией (35—200 г/л и более), которые могут использоваться только в двухконтурных системах.

Существуют определенные зависимости между минерализацией подземных вод и их химическим составом. Пресные воды относятся преимущественно к гидрокарбонатному типу. Хлористые соли хорошо растворимы, поэтому содержание хлоридов в подземных водах обычно растет одновременно с их минерализацией. В рассолах средней концентрации (до 150 г/л) часто преобладают ионы хлора и натрия, а в крепких рассолах — ионы хлора, кальция и магния.

Из общих химических свойств воды особое значение имеют реакция среды и жесткость.

Реакция среды — щелочно-кислотные свойства воды, определяются концентрацией ионов водорода H^+ , которая зависит от содержания в воде двуокси углерода и гидролизующихся солей тяжелых металлов. В чистой воде, обладающей нейтральной реакцией, ионы водорода возникают за счет диссоциации самих молекул воды, причем их концентрация одинакова с концентрацией гидроксильных ионов OH^- и равна 10^{-7} г·ион/л. Поскольку эта величина очень малая, принято выражать концентрацию водородных ионов только показателем степени, взятым с обратным знаком, и обозначать через рН. Если среда имеет нейтральную реакцию, то ее рН равен 7. В кислой среде рН меньше 7, в щелочной среде — больше 7.

По значению рН геотермальные воды подразделяются на следующие типы:

сильнокислые ($pH \leq 3,5$); кислые ($3,5 < pH \leq 5,5$); слабокислые ($5,5 < pH \leq 6,8$); нейтральные ($6,8 < pH \leq 7,2$); слабощелочные ($7,2 < pH \leq 8,5$); щелочные ($pH > 8,5$).

Жесткость воды определяют по содержанию в воде ионов кальция и магния и выражают в миллиграммах на литр в эквивалентной форме. Различают жесткость общую, карбонатную и некарбонатную. Общая жесткость воды определяется суммарным содержанием в ней кальция и магния. Карбонатная жесткость определяется наличием в воде бикарбонатов кальция и магния, некарбонатная жесткость — наличием солей сильных кислот кальция и магния.

По общей жесткости (J_0 , мг-экв/л) воды подразделяют на очень мягкие ($J_0 \leq 1,2$), мягкие ($1,2 < J_0 \leq 2,8$), средние ($2,8 < J_0 \leq 5,7$), жесткие ($5,7 < J_0 \leq 11,7$), очень жесткие ($J_0 > 11,7$). Воды с высокой карбонатной жесткостью дают накипные отложения в трубопроводах и теплообменных аппаратах энергетических установок.

1.4.3. Формирование химического состава подземных вод

На формирование химического состава подземных вод влияют следующие факторы:

- состав первоначальной воды в бассейне осадконакопления;
- степень промытости пород инфильтрационными водами;
- характер и интенсивность процессов взаимодействия вод с породами (выщелачивание пород, окислительно-восстановительные реакции, реакции катионного обмена и т.п.);
- интенсивность смешения и взаимного вытеснения вод разного происхождения и разного состава, а также ряд других процессов.

Формирование подземных вод происходит с момента их захоронения в толще осадков или поступления в горную породу, при этом

последовательно изменяются минерализация и химический состав вод. Гидрохимическая зональность подземных вод тесно связана с гидродинамической зональностью, под которой понимают изменение условий водообмена и степени подвижности подземных вод в зависимости от глубины.

Интенсивность водообмена в земной коре замедляется с глубиной. В гидрогеологии выделяют три гидродинамические зоны подземных вод: активного водообмена, затрудненной циркуляции и застойного режима.

При увеличении глубины и замедлении водообмена происходит возрастание минерализации подземных вод. Одновременно с ростом общей минерализации подземных вод по разрезу изменяется их химический состав. Пресные воды чаще всего имеют гидрокарбонатно-кальциевый состав, солоноватые воды по составу разнообразны, а соленые и рассольные воды, как правило, имеют хлоридно-натриевый состав с увеличенным содержанием кальция и магния.

В верхней зоне активного водообмена (до глубины 500 м, а в некоторых артезианских бассейнах практически отсутствует) циркулируют инфильтрационные воды. При увеличении глубины, но в пределах верхней зоны минерализации постепенно нарастает, что затрудняет водообмен и инфильтрацию.

Формированию пресных и слабоминерализованных вод способствуют раскрытые структуры, где водоносные горизонты имеют выходы на поверхность в областях питания и разгрузки, большая мощность и высокая проницаемость водоносных пород, восходящие тектонические движения. Формированию соленых и рассольных вод благоприятствуют закрытые структуры, где связь водоносных горизонтов с поверхностью существенно затруднена, низкая проницаемость водоносных пород, наличие соленосных отложений, нисходящие тектонические движения.

При восходящих тектонических движениях усиливается инфильтрационный водообмен, водоносные слои освобождаются от минерализованных вод морского происхождения. При погружении слоев, напротив, происходит захоронение морских вод, выжимание воды из глин, что препятствует инфильтрационному водообмену [37].

В артезианских бассейнах наблюдаются изменение состава подземных вод и повышение их минерализации от областей питания к областям разгрузки. Такая закономерность связана с тем, что по мере своего движения воды обогащаются солями. Наиболее резко возрастает минерализация подземных вод на глубине в районах, где в разрезе присутствуют соленосные отложения. Концентрированные рассольные воды встречаются именно в таких районах.

Температура и давление оказывают существенное влияние на условия водообмена вод глубоких горизонтов и физико-химические процессы взаимодействия вод с горными породами. При высоких температурах снижается вязкость воды и увеличивается проницаемость пород, что облегчает водообмен. Условия водообмена зависят также от величины и природы давления, действующего на подземные воды, и градиентов давления. С повышением температуры растворимость некоторых минералов резко увеличивается. Повышение температуры влияет также на сорбцию, диффузию и другие процессы, протекающие при взаимодействии воды с породой.

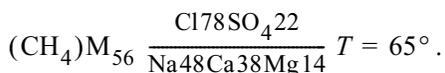
1.4.4. Формы выражения химического состава вод

Химический состав вод определяют методами аналитической химии в специальных лабораториях. Содержание ионов выражают в массовой, эквивалентной и процентно-эквивалентной формах. Наиболее часто используется массовая форма, где содержание каждого иона выражается в миллиграммах (иногда в граммах) в 100 г или 1 л раствора.

Для определения эквивалентной формы содержания данного иона, необходимо его количество, выраженное в миллиграммах или граммах, разделить на эквивалент. Эквивалентом иона называют частное от деления ионной массы на валентность иона. В эквивалентной форме сумма анионов всегда равна сумме катионов.

Процентно-эквивалентная форма получается из эквивалентной формы. Она показывает относительную долю иона в общей сумме всех ионов. Общая сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, приравнивается 100 %. Содержание каждого иона выражают в процентах от суммы всех ионов.

Для наглядного изображения состава вод также используют формулу М.Г. Курлова, представляющую собой дробь, где в числителе указано содержание анионов, а в знаменателе — содержание катионов в процентно-эквивалентной форме, причем их сумма принимается за 200 %. Ионы записывают в убывающем порядке. Перед чертой отмечают главные компоненты газового состава и минерализацию в граммах на литр. После черты пишут температуру воды. Приведем пример:



Из приведенной формулы следует, что главным газовым компонентом является метан, минерализация воды равна 56 г/л, температура воды 65 °С, среди анионов 78 % экв. хлор-иона и 22 % экв. сульфат-иона, а среди катионов 48, 38 и 14 % экв. натрия, кальция и

магния соответственно. По этой формуле легко классифицировать и систематизировать анализы химического состава природных вод.

1.4.5. Классификация вод по химическому составу

Существуют несколько десятков классификаций подземных вод по ионному составу, но распространение получили немногие. В большинстве классификаций применяется процентно-эквивалентная форма выражения состава вод, при этом допускают, что таксономическое значение анионов выше, чем катионов. В результате воды разделены на три основных класса: *гидрокарбонатные, сульфатные и хлоридные*.

В классификации Н.И. Толстихина внутри классов выделены подклассы по преобладающему катиону — кальциевый, магниевый и натриевый.

По О.А. Алекину указанные классы также разделены по преобладающим катионам на три группы: кальциевую, магниевую и натриевую. В пределах групп по соотношению ионов устанавливаются четыре типа вод:

- воды первого типа характеризуются соотношением $\text{HCO}_3^- > \text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, они обычно связаны с изверженными породами;
- воды второго типа определяются соотношением $\text{HCO}_3^- < \text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} < \text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-}$, и связаны с осадочными породами и продуктами их выветривания (поверхностные и грунтовые воды);
- для вод третьего типа характерно соотношение $\text{Cl}^- > \text{Na}^+$ или $\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-} < \text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$. К этому типу относятся воды морей и сильно минерализованные подземные воды;
- в водах четвертого типа $\text{HCO}_3^- = 0$, т.е. эти воды кислые и поэтому относятся к сульфатному и хлоридному классам.

В классификации В.А. Сулина воды разделены на четыре типа по характерным соотношениям главных ионов: сульфатно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый, хлор-магниевый и хлор-кальциевый. Далее типы вод разделены на группы и подгруппы по преобладающему аниону и катиону.

1.4.6. Классификация термальных вод по газовому составу

Среди газов, сопутствующих подземным водам, наиболее широко распространены азот N_2 , углекислая кислота CO_2 , сероводород H_2S , метан CH_4 , тяжелые углеводороды (этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и др.). В малых количествах встречаются аргон Ar, гелий He и некоторые другие газы.

Растворимость газов в воде зависит от давления, температуры, химического состава воды и газа. Растворимость газов растет при повышении давления и уменьшается при повышении температуры. Растворимость газов в подземных водах увеличивается с глубиной, так как рост давления дает больший эффект, чем рост температуры.

Подземные воды, залегающие на больших глубинах, нередко содержат в растворенном состоянии значительное количество газов, достигающее до 10 м^3 в 1 м^3 воды. По предварительным оценкам общее количество углеводородных и других газов, растворенных в подземных водах, на два порядка больше, чем в газовых и нефтегазовых залежах. Газовый и ионный составы подземных вод тесно связаны друг с другом. При увеличении концентрации растворенных в воде солей растворимость газов падает. В свою очередь наличие в воде растворенных газов влияет на переход в раствор некоторых солей, а дегазация воды может повлечь частичное выпадение солей в осадок.

Необходимо отметить, что в подземных водах повсеместно содержатся и органические вещества. Общее количество органического углерода в подземных водах составляет десятки и сотни миллиграммов в 1 л. В них установлено наличие углеводородов, органических кислот, фенолов и других соединений. Органические вещества поступают в подземные воды в результате биохимических процессов, выщелачивания из горных пород и взаимодействия с нефтяными залежами.

В зависимости от газового состава, а также геологических, геохимических и температурных условий формирования выделяются пять основных генетических типов термальных подземных вод: сероводородно-углекислые (фумарольные), углекислые, азотно-углекислые, азотные (щелочные) и метановые.

Сероводородно-углекислые геотермальные воды формируются в зоне непосредственного воздействия очагов современной вулканической деятельности и распространены на Камчатке и Курильских островах. Они подразделяются на термы глубинного происхождения, насыщенные высокотемпературными газами и поверхностного происхождения, залегающие в верхних слоях вулканогенных пород.

Минерализация сероводородно-углекислых терм обычно невелика (3—5 г/л), но иногда достигает до 20 г/л и более. Преобладающими среди анионов являются хлориды и сульфаты. Температура вод колеблется от 40 до 100 °С.

Углекислые геотермальные воды генетически связаны с толщами осадочных отложений, прорванных молодыми магматическими породами. Углекислота, насыщающая подземные воды в сфере магматических очагов, образуется при воздействии высоких температур на окружающие породы. Химический состав вод сложный и разнообразный. Содержание кремниевой кислоты доходит до 200 мг/л, а общая минерализация составляет 2—40 г/л. Углекислые воды распространены в восточных районах Камчатки, на Памире и в районе Кавказских минеральных вод (г. Пятигорск, Железноводск, Ессентуки).

Азотно-углекислые геотермальные воды (парогидротермы) — сильно перегретые воды, температура которых на сравнительно небольшой глубине достигает 200—300 °С. Эти воды появляются в виде пароводяных струй (гейзеры) или кипящих источников. При вскрытии таких вод скважинами, также образуются пароводяные фонтаны. Формирование азотно-углекислых терм происходит в восстановительных высокотемпературных условиях в непосредственной близости от активно действующих вулканов. Приурочены такие воды к вулканическим или вулканогенным осадочным породам. Встречаются на Камчатке (долина гейзеров, Паужетские источники), в Новой Зеландии, Италии, Исландии. Азотно-углекислые термы характеризуются обычно невысокой минерализацией (2—5 г/л) и хлоридно-натриевым составом. Отличительной чертой таких вод является высокое содержание кремниевой кислоты (300—600 мг/л).

Азотные (щелочные) геотермальные воды бывают как атмосферного и глубинного, так и морского происхождения. Они широко распространены в горно-складчатых и платформенных областях. Вода атмосферного происхождения характеризуется низкой минерализацией (менее 1,5 г/л), гидрокарбонатно-натриевым и сульфатно-натриевым составами и высоким содержанием кремниевой кислоты (до 200 мг/л). Формирование химического состава этих вод происходит в результате выщелачивания пород инфильтрационными водами. Вода морского происхождения характеризуется высокой минерализацией (до 40 г/л), хлоридно-натриевым составом и наличием микрокомпонентов — брома и йода.

Метановые геотермальные воды широко распространены в нефтегазоносных артезианских бассейнах Русской и Сибирской платформ, Западно-Сибирской низменности, Северного Кавказа и других районов. Эти воды приурочены к осадочным отложениям

глубинных частей артезианских бассейнов. Минерализация вод доходит от нескольких граммов до 400—500 г/л. Воды малой минерализации по составу являются гидрокарбонатно-натриевыми, высокоминерализованные воды и рассолы имеют хлоридно-натриевый состав. По газонасыщенности (Γ , мг/л) термальные воды характеризуются: слабая ($\Gamma \leq 100$); средняя ($100 < \Gamma \leq 1000$); высокая ($\Gamma > 1000$).

1.5. Ресурсы термальных вод

1.5.1. Предкавказский артезианский бассейн

Как было сказано выше, по характеру распространения и условиям залегания термальных вод выделяются три типа водонапорных систем: пластовые в платформенных областях, пластовые в краевых прогибах и межгорных впадинах и трещинно-жильные.

Системы пластового типа формируются в платформенных областях, межгорных впадинах и краевых прогибах с относительно спокойным тепловым полем и постепенным нарастанием температуры и минерализации воды с глубиной.

Водоносные системы трещинно-жильного типа приурочены к складчатым областям, и в отличие от пластовых систем термальные воды циркулируют по сложной системе тектонических трещин.

Основные ресурсы теплоэнергетических вод сосредоточены в трех крупных регионах России, Предкавказском, Западно-Сибирском, в области развития современного вулканизма (Камчатка и Курильские острова).

В гидрогеологическом отношении территория Предкавказья представляет собой сложную пластовую водонапорную систему, включающую ряд взаимосвязанных артезианских бассейнов: Азово-Кубанский, Терско-Кумский, Терско-Сунженский и Восточно-Дагестанский. В административном отношении на этих территориях расположены Краснодарский и Ставропольский края, Адыгейская, Дагестанская, Чеченская, Ингушская, Кабардино-Балкарская, Северо-Осетинская и Карачаево-Черкесская Республики.

Гидрогеолого-геотермическими исследованиями, проведенными ВСЕГИНГЕО, Институтом проблем геотермии ДНЦ РАН, Северо-Кавказским территориальным геологическим управлением и другими организациями, предкавказский артезианский бассейн наиболее детально изучен по сравнению с другими территориями. На большей части территории бассейна выделяют три гидрогеотермических этажа, изолированных друг от друга мощными водонепроницаемыми толщами сарматских и майкопских глин: плиоценовый, миоценовый и мезозойский [43, 44].

В плиоценовом этаже наиболее водообильными и подробно изученными являются водоносные горизонты бакинского и апшеронского ярусов. Температура вод в зависимости от глубины залегания (300—700 м) водоносных горизонтов применяется от 25 до 60 °С, минерализация на подавляющей территории варьирует в пределах 0,5—1,5 г/л. Скважины, вскрывающие водоносные горизонты, дают самоизливающиеся воды с высотой пьезометрического уровня от 10 до 35 м и более над поверхностью земли. Воды плиоценового гидрогеотермического этажа формируются за счет инфильтрации атмосферных осадков, поверхностных вод и конденсации атмосферной влаги в областях питания артезианского бассейна. Прогнозируемые эксплуатационные ресурсы подземных вод этой части разреза бассейна составляют 16,7 млн м³/сут, из которых более 1,5 млн м³/сут являются водами со средней температурой 40 °С [44].

Средний, миоценовый гидрогеотермический этаж, перекрытый сарматской глинистой толщей, состоит из слабосцементированных высокопористых водоносных отложений караганских и чокракских горизонтов. Суммарная мощность этажа уменьшается от 2300—2400 в предгорной полосе до 600—1000 м в северной части прогиба. Глубина залегания кровли в этом же направлении растет от 600 в предгорьях до 3500—4000 м в осевой части Терско-Каспийского прогиба. Коллекторы суммарной мощностью 200—700 м содержат мощную водонапорную систему термальных вод с минерализацией от 3—5 до 10—35 г/л, температурой 60—130 °С и дебитами скважин от 500 до 5000 м³/сут при избыточных давлениях от 0,3 до 1,5 МПа. Суммарные потенциальные эксплуатационные ресурсы миоценового этажа составляют 1 млн м³/сут [44].

Ресурсы миоценового этажа сформулированы из инфильтрационных поверхностных вод и вод мезозойских отложений при их миграции вдоль тектонических нарушений.

Мезозойский гидрогеотермический этаж самый мощный и широко распространенный, сложен толщей песчано-глинистых и карбонатных пород мелового, юрского и триасового периодов. К нему приурочены высокоминерализованные термы хлоридно-натриевого и кальциевого состава с минерализацией 60—210 г/л и пластовыми температурами 130—220 °С и выше. Газовый фактор в этих водах достигает 5 м³/м³ и более. Характерной чертой пластовых вод мезозойского этажа является высокое содержание лития, рубидия, цезия, йода, брома, бора, калия, магния, стронция, что делает их промышленным гидроминеральным сырьем.

Мощность мезозойского гидрогеотермического этажа колеблется от 1000—1200 м в Прикумской области до 4000—5000 м и более

в Терско-Сулакском прогибе при максимальной глубине бурения до 10—12 км. Потенциальные ресурсы геотермальных вод и рассолов мезозойского комплекса составляют 2,6 млн м³/сут [44].

Генезис вод мезозойского этажа преимущественно седиментационно-элизонный со значительной долей восходящих глубинных флюидов, которые мигрируют субвертикально из подкоровых горизонтов вдоль глубинных разломов в кристаллическом фундаменте.

Тепловой режим в бассейне в основном формируется тепловым потоком, идущим с больших глубин, литологическим составом пород, геолого-структурными особенностями и движением подземных вод. Преобладающее влияние на геотермический режим бассейна оказывает глубинный тепловой поток. Большое значение в распределении тепла, идущего с глубин, имеет теплопроводность горных пород. Из пород, слагающих геологический разрез бассейна, самым низким коэффициентом теплопроводности характеризуются мощные толщи майкопских глин, способствующие сохранению тепла. Майкопские и сарматские глины выполняют функции теплоизолирующих покрышек. При погружении водоносных комплексов и возрастании мощности теплоизолирующей покрышки абсолютные величины температур возрастают при постоянном сокращении темпа их приращения. В то же время различие в теплопроводности пород в зависимости от глубины несколько сглаживается и, как следствие, из этого роль литологического фактора в распределении температур в глубоких горизонтах должна уменьшаться, а роль глубинного теплового потока возрастать, что вытекает из зависимости между тепловым потоком, коэффициентом теплопроводности и геотермическим градиентом [38].

Определенное влияние на геотермическую обстановку оказывают геолого-структурные факторы. В тектонически активных поясах установлена резкая дифференциация теплового потока. Низкие его значения наблюдаются в краевых прогибах и в межгорных и неотектонических впадинах, высокие — в антиклинальных сводовых поднятиях. Поэтому глубина геоизотермической поверхности обычно уменьшается в сводовых частях антиклиналей и увеличивается на синклинальных структурах.

На рис. 1.2 приведена схематическая карта глубин залегания геоизотермы 100 °С. Зона наименьших глубин залегания геоизотермической поверхности 100 °С (1500—1600 м) занимает нижнюю часть Ставропольского поднятия, включая участки на его восточном и западном склонах. К северу и югу от этой зоны наблюдается увеличение глубин геоизотермической поверхности.

В Терско-Сунженской области в передовых хребтах температуры на тех или иных гипсометрических горизонтах выше, чем в соседних прогибах. Наиболее глубокие прогибы находятся на юге бассейна,

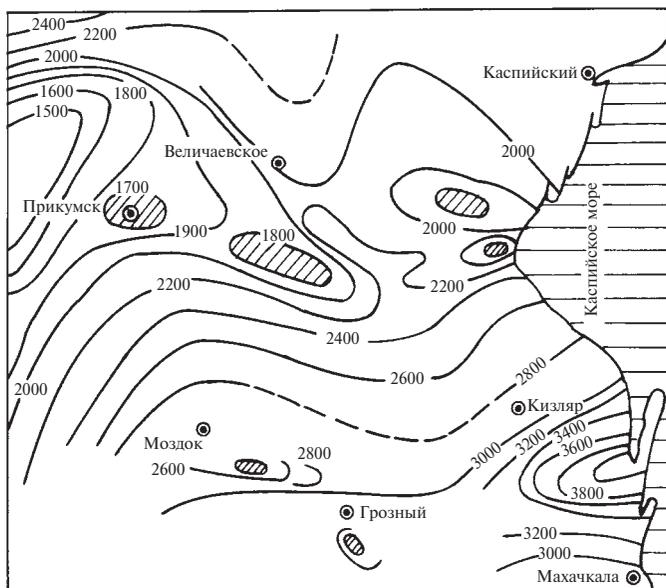


Рис. 1.2. Схематическая карта глубин залегания геоиотермы 100 °С для Восточно-Предкавказского артезианского бассейна

водоносные комплексы донеогенных отложений поднимаются к северу и в этом же направлении происходит движение потока вод. Движение подземных вод приводит к охлаждению областей питания и прогреванию областей разгрузки.

Предкавказье является наиболее перспективным регионом России для освоения геотермальной энергии. Высокие температуры недр удачно сочетаются с мощными водоносными комплексами, где имеются огромные запасы низко-, средне- и высокопотенциальных термальных вод. Низкопотенциальные воды предлагается использовать для отопления, горячего водоснабжения и использования для различных технологических нужд. Но для этого необходимо решить сложную задачу эффективной утилизации тепла таких вод. Освоение среднепотенциальных вод связано с разработкой передовых технологий двухконтурных систем использования тепла и изучением гидродинамических и тепловых процессов, протекающих в различных элементах систем при эксплуатации. Наиболее перспективными для освоения являются высокопотенциальные рассольные воды с разработкой технологий комплексного извлечения тепловой и потенциальной энергий, сопутствующих газов и минеральных солей, и оптимизацией различных термодинамических циклов, реализуемых в установках по утилизации

1.5.2. Западно-Сибирский артезианский бассейн

Западно-Сибирский платформенный артезианский мегабассейн, где административно расположены полностью или частично Курганская, Тюменская, Омская, Новосибирская и Кемеровская области, Красноярский и Алтайский края, Ямало-Ненецкий национальный округ, в геолого-структурном плане представляет собой обширную впадину площадью 3,5 млн км², сложенную мощными (до 10 км) осадочными отложениями от юрского до четвертичного возраста. Термальные воды Западно-Сибирского бассейна постепенно начинают использоваться главным образом одновременно с освоением нефтяных и газовых месторождений.

Регионально распространенной толщей глинистых пород туронско-олигоценового возраста мощностью до 800 м разрез осадочного чехла бассейна подразделяется на два гидрогеологических этажа. Верхний этаж, сложенный олигоцен-четвертичными песчаными породами, на большей части бассейна находится в зоне активного водообмена, содержат пресные воды инфильтрационного генезиса. Нижний гидрогеологический этаж, включающий породы от фундамента до меловых включительно, относится к зоне затрудненного водообмена. Он по всей площади, кроме периферийного пояса шириной 20—200 км, надежно изолирован от влияния поверхностных факторов, имеет мощность 2—6 км и содержит воды с минерализацией обычно 10—30 г/л. В составе этажа выделяют пять гидрогеологических комплексов: палеозой-триасовый, нижнесреднеюрский, берриас-валанжинский, неокомский и апт-сеноманский [26].

Основные запасы термальных вод заключены в апт-сеноманском и неокомском водоносных комплексах, которые отличаются от других комплексов высокой водообильностью и самоизливом из скважин. Неокомский водоносный комплекс объединяет песчано-глинистые отложения мощностью до 800 м. Мощность проницаемых песчаных пластов изменяется от 5 до 40 м, пористость 10—22 %, проницаемость до $1 \cdot 10^{-12}$ м². Дебиты скважин, вскрывших водоносные пласты, изменяются от 100 до 800 м³/сут. и более. Избыточные напоры достигают 140—160 м. Апт-сеноманский водоносный комплекс сформирован песчано-глинистыми алевритовыми отложениями мощностью до 1000 м. Пористость песчаных пород в сеноманской части разреза нередко превышает 25—30 %, проницаемость достигает $2 \cdot 10^{-12}$ м². Высокие фильтрационные свойства и большая мощность водоносных пород обеспечивают большие дебиты, достигающие на самоизливе до 2—4 тыс. м³/сут.

Максимальная зарегистрированная температура пород составляет 160 °С на глубине 4940 м на Надымской площади. Температура подземных вод в низах осадочного чехла периферии бассейна приблизительно равна 10—20 °С. В центральной зоне температура кровли доюрских пород составляет в Салымском районе 120—140 °С, на Сургутском своде 90—115 °С, на Нижневартовском своде 105—125 °С. Высокой температурой 135—140 °С характеризуется Красноленинский свод.

Температура подземных вод в кровле неокомского водоносного комплекса изменяется от 10—15 °С по периферии бассейна до 80—90 °С на Красноленинском своде. Температура в кровле комплекса составляет 40—70 °С, причем наиболее высокие значения отмечены в Шаимском и южной части Березовского района (50—75 °С). Салымский и примыкающие к нему районы характеризуются температурами более 80 °С, на Сургутском своде 55—60 °С, на Нижневартовском своде 65—73 °С.

В кровле апт-сеноманского комплекса температура подземных вод изменяется от 0 до 45 °С. По периферии бассейна развиты наиболее холодные воды, их температура не превышает 20 °С. В центральной зоне максимальная температура (более 40 °С) установлена на Красноленинском своде и в Салымском районе.

В Западно-Сибирском мегабассейне происходит нарастание температуры подземных вод от периферии к центральным районам, вызванное погружением водоносных комплексов. Подземные воды Западно-Сибирского мегабассейна характеризуются малой минерализацией (в среднем 20 г/л), значительным содержанием водорастворенных органических веществ и газов углеводородного состава. Основная региональная гидрохимическая зональность заключается в последовательной смене вод инфильтрационного генезиса с минерализацией 1—5 г/л, развитых в окраинных частях мегабассейна, хлоридно-кальциевыми водами с минерализацией до 15—20 г/л по мере продвижения к центральным областям. Газонасыщенность подземных вод возрастает от окраин мегабассейна к центральной части, достигая в наиболее погруженных частях до 5 м³ газа (в основном метана) в 1 м³ воды. Воды мегабассейна седиментогенные, их формирование связано с накоплением осадков в опресненных внутренних морских водоемах и континентальных условиях.

Запасы тепла по неокомскому и апт-альбскому комплексам при насосном способе эксплуатации скважин эквивалентны 27 млн т у.т./год [49].

1.5.3. Камчатская и Курильская системы современного вулканизма

Среди трещинных водонапорных систем к наиболее перспективным для освоения термальных вод и парогидротерм относятся Камчатская и Курильская системы современного вулканизма (табл. 1.9).

На Камчатке все перспективные районы распространения термальных вод и парогидротерм приурочены к горно-складчатым структурам или к вулканическим зонам. Минерализация термальных вод невысокая и редко превышает 3 г/л, минерализация парогидротерм достигает 5 г/л. Все месторождения термальных вод и парогидротерм относятся к трещинно-жильному типу. Суммарные запасы высокопотенциального теплоносителя температурой выше 100 °С, в виде пара или пароводяной смеси, соответствуют прогнозной электрической мощности ГеоЭС до 1000 МВт, а прогнозные запасы термальных вод температурой до 100 °С на крупных термоисточниках составляют 814,6 тыс. м³/сут с запасами тепла 16 млн Гкал/год.

По данным института Вулканологии Дальневосточного отделения РАН уже выявленные геотермальные ресурсы позволяют полностью обеспечить Камчатку электроэнергией и теплом более чем на 100 лет. Наряду с высокотемпературным Мутновским месторождением на юге Камчатки, известны значительные запасы геотермальных ресурсов на Кошелевском, Больше-Банном, а также на севере Камчатки —

Таблица 1.9

Прогнозируемые ресурсы термальных вод и парогидротерм в трещинных водонапорных системах в перспективных регионах России [67]

| Гидрогеотермальный регион | Температура, °С | Минерализация, г/л | Запасы | | Мощность ГеоЭС, МВт |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------------|--------------------|--------------------------------|----------------------|---------------------|
| | | | воды, тыс. м ³ /сут | тепла, тыс. Гкал/год | |
| Районы современного вулканизма: | | | | | |
| Камчатский | Менее 100 | Менее 3 | 452 | 10 725 | — |
| | Более 100 | Менее 10 | — | — | Более 900 |
| Курильский | Менее 100 | Менее 3 | 65 | 950 | — |
| | Более 100 | Менее 10 | — | — | 50—80 |
| Байкальская складчатая система | | Менее 1 | 72 | 1175 | — |
| Чукотско-Катазиатский Вулканогенный пояс, Приамурье, Горная часть Кавказа | | Менее 2 | 225 | 3150 | |
| Всего | | | 814 | 16 000 | 950—980 |

Киреунском месторождениях. Всего на этих месторождениях можно получить около 2000 МВт электрической мощности, а запасы тепла геотермальных вод Камчатки оцениваются в 5000 МВт [35].

Чукотка также имеет значительные запасы геотермального тепла на границе с Камчатской областью. Эти запасы тепла могут быть использованы для энергообеспечения близлежащих городов и поселков.

В районе Курильских островов выявлены десятки выходов естественных термальных источников, а также пробурен ряд скважин на островах Кунашир, Итуруп и Парамушир. Прогнозируемые запасы геотермальной энергии для сооружения ГеоЭС соответствуют электрической мощности до 80 МВт, а запасы термальных вод температурой до 100 °С на крупных и перспективных для освоения участках составляют более 65 тыс. м³/сут с запасами заключенного в них тепла в 950 тыс. Гкал/год. Выявленные запасы геотермального тепла достаточны для тепло- и электроснабжения островов на 100—200 лет.

1.6. Технология добычи и использования геотермальной энергии

1.6.1. Состояние и перспективы развития геотермальной энергетики

Геотермальные ресурсы представляют собой практически неисчерпаемый, возобновляемый и экологически чистый источник энергии, который будет играть существенную роль в энергетике будущего.

Рост цен на органическое топливо существенно повышает конкурентоспособность энергетических технологий на основе ВИЭ, особенно геотермальной энергетики. Мировой потенциал изученных геотермальных ресурсов составляет 0,2 ТВт электрической и 4,4 ТВт тепловой мощности. Примерно 70 % этого потенциала приходится на месторождения с температурой флюида менее 130 °С.

В настоящее время используется около 3,5 % мирового геотермального потенциала для выработки электроэнергии и только 0,2 % — для получения тепла. Последние годы характеризуются резким увеличением объемов и расширением областей использования геотермальных ресурсов. В энергетическом балансе ряда стран геотермальные энергетические технологии становятся доминирующими, а доля геотермальной энергетики в мировом энергетическом балансе неуклонно растет. В зависимости от температуры геотермальные ресурсы широко используются в электроэнергетике и тепло-

фикации, промышленности, сельском хозяйстве, бальнеологии и других областях (табл. 1.10).

Новейшие энергетические технологии с использованием геотермальных ресурсов отличаются от других технологий экологической чистотой и по эффективности приближаются к традиционным. На

Таблица 1.10

Области использования геотермального тепла

| Область применения | Температурный интервал теплоносителя, °С |
|----------------------------------------|------------------------------------------|
| Энергетика: | |
| одноконтурная ГеоЭС | 130—300 |
| бинарная ГеоЭС | 90—200 |
| Виды промышленного производства | |
| металлургическая промышленность | 90—140 |
| производство бумаги | 90—120 |
| извлечение химических элементов | 80—105 |
| нефтяная промышленность | 70—85 |
| изготовление бетонных блоков | 70—80 |
| текстильная промышленность | 50—80 |
| деревобрабатывающая промышленность | 45—90 |
| Сельское хозяйство: | |
| разведение рыб | 5—45 |
| обогрев грунта | 5—45 |
| выращивание овощей и фруктов | 20—65 |
| пищевая промышленность | 35—90 |
| теплицы | 35—90 |
| Теплофикация: | |
| тепловые насосы | 5—55 |
| аэрокондиционирование | 25—50 |
| местное теплоснабжение | 50—85 |
| радиаторы | 50—95 |
| обогрев тротуаров | 40—80 |
| Бальнеология: | |
| плавательные бассейны | 20—50 |
| грязелечебницы | 25—50 |

современных ГеоЭС коэффициент использования мощности достигает до 90 %, что в 3—4 раза выше, чем для технологий с использованием других ВИЭ (солнечной, ветровой, приливной). На ГеоЭС, использующих ГЦС-технологии и бинарный цикл (БЭС), полностью исключаются выбросы диоксида углерода в атмосферу, что является важнейшим экологическим преимуществом таких энергетических установок.

К началу 2005 г. ГеоЭС работают в 24 странах мира, а суммарная установленная мощность их достигла 8910,7 МВт. Лидерами по установленной электрической мощности ГеоЭС являются США — 2544 МВт, Филиппины — 1931 МВт, Мексика — 953 МВт, Индонезия — 797 МВт, Италия — 790 МВт, Япония — 535 МВт, Новая Зеландия — 435 МВт, Исландия — 202 МВт. За последние 30 лет ежегодный прирост мощностей составлял 7 %. Годовая выработка электроэнергии на ГеоЭС мира в 2004 г. составила 56 798 ГВт · ч [57].

Быстрыми темпами развиваются технологии прямого использования геотермальных ресурсов в теплоснабжении. За последние 15 лет суммарная тепловая мощность геотермальных систем теплоснабжения увеличилась более трех раз и достигла 28 000 МВт. Мировыми лидерами по установленной тепловой мощности геотермальных систем являются США — 7817 МВт, Швеция — 3840 МВт, Китай — 3687 МВт, Исландия — 1791 МВт, Турция — 1177 МВт. В отличие от ресурсной базы для сооружения ГеоЭС, где температура геотермального теплоносителя должна быть достаточно высокой, запасы средне- и низкотемпературного тепла, пригодного для теплоснабжения, чрезвычайно велики и в мире находятся практически повсеместно. Поэтому в последние годы часто применяют геотермальные системы теплоснабжения на основе тепловых насосов. В таких системах в качестве первичного источника тепла используется низкопотенциальная (температурой до 55 °С) термальная вода и петротермальная энергия верхних слоев земной коры. При использовании тепла грунта применяются грунтовые теплообменники, размещаемые либо в вертикальных скважинах глубиной до 300 м, либо на некоторой глубине горизонтально. Примерно 57 % общей мощности геотермальных тепловых систем в мире приходится на теплонасосные системы. Общая установленная мощность теплонасосных систем составляет 15 723 МВт, при годовой выработке тепла 86 673 ТДж. В 2005 г. геотермальные теплонасосные системы теплоснабжения используются в 32 странах мира со средним коэффициентом преобразования равным 3,5. Наибольшее развитие эти технологии получили в США, Германии, Канаде. В США 69 % общего прямого использования геотермальных ресурсов реализуется на основе применения тепловых насосов. В 2004 г. было установлено примерно 60 тыс. тепловых насосов. В Германии общая теп-

ловая мощность геотермальных систем составляет 505 МВт, из которых 400 МВт реализуется на основе применения тепловых насосов, использующих тепло грунта.

Благодаря переводу экономики на геотермальные ресурсы Исландия превратилась в развитую страну с высоким уровнем жизни. Более 87 % теплоснабжения в Исландии осуществляется на геотермальном тепле, а в ближайшей перспективе такое теплоснабжение планируется довести до 92 %. Примером успешной реализации крупного проекта является создание системы геотермального теплоснабжения г. Рейкьявика, которая обеспечивает около 99 % потребностей в тепле. Данная система потребляет 2348 л/с геотермальной горячей воды температурой 86—127 °С (рис. 1.3).

Наибольшее количество прямого использования геотермальной энергии в последние годы приходится на Китай, Исландию, США и Турцию, общий объем которой составляет более 54 % мирового. В Турции потребление геотермального тепла с 1994 по 1999 г. возросло более 3 раз, а до 2010 г. предполагается довести суммарные тепловые мощности на геотермальных ресурсах до 5000 МВт, что позволит обогреть более 30 % жилых помещений страны. Существенный прирост применения низкопотенциальной геотермальной энергии, в результате внедрения геотермальных тепловых насосов, достигнут в Австрии, Канаде, Швейцарии и Швеции. В Швейцарии с помощью тепловых насосов в 2000 г. добывали 0,4 млрд кВт·ч в год при среднегодовом приросте 12 %. Предполагается, что к 2010 г. суммарная тепловая мощность геотермальных систем теплоснабжения в мире достигнет почти 45 тыс. МВт.

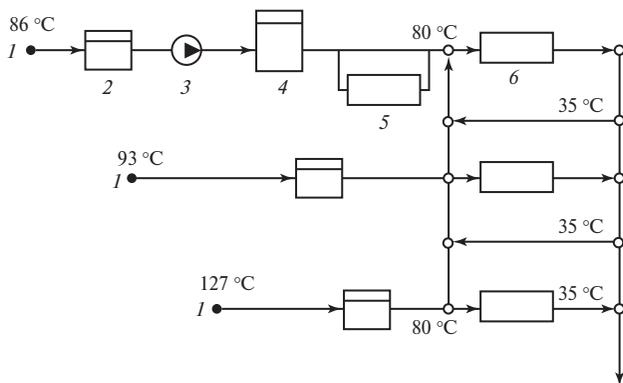


Рис. 1.3. Принципиальная схема организации теплоснабжения в г. Рейкьявике:

1 — геотермальные скважины; 2 — деаэраторы; 3 — насосная станция; 4 — аварийные (резервные) баки; 5 — пиковая котельная; 6 — потребители тепла

Геотермальная энергетика в СССР стала развиваться с середины 60-х годов прошлого столетия, когда впервые была проведена Северокавказская разведочная экспедиция по бурению и реконструкции нефтегазовых скважин на термальные воды (1964 г.), а затем созданы соответствующие промысловые управления по использованию глубинного тепла Земли в различных районах Кавказа и на Камчатке. С 1970 по 1990 годы добыча термальной воды была увеличена в 9 раз, а природного пара в 3,2 раза. В 1990 г. было добыто 53 млн м³ термальной воды и 413 тыс. т природного пара.

Россия располагает не только большими запасами органического топлива, но и также и геотермальными ресурсами, энергия которых на порядок превышает весь потенциал органического топлива. Использование тепла Земли в России может составить до 10 % в общем балансе теплоснабжения. На территории России разведано 66 геотермальных месторождений производительностью более 240 тыс. м³/сут термальных вод и более 105 тыс. т/сут парогидротерм (табл. 1.11); пробурено свыше 4000 скважин для использования геотермальных

Таблица 1.11

Разведанные геотермальные месторождения

| Субъект РФ | Количество месторождений | Температура, °С | Эксплуатационные запасы, тыс. м ³ /сут | Добыча, тыс. м ³ /сут | Объем замещаемого топлива, т у.т/год |
|-----------------------------------------------|--------------------------|-----------------|---------------------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|
| Республика Дагестан | 12 | 40—104 | 86,2 | 10,4 | 71 400 |
| Чеченская Республика | 14 | 60—108 | 64,68 | — | — |
| Краснодарский край | 13 | 72—117 | 35,574 | 4,39 | 49 400 |
| Ставропольский край | 4 | 55—119 | 12,2 | 1,0 | 2800 |
| Республика Адыгея | 3 | 70—91 | 8,98 | 2,1 | 13 300 |
| Карачаево-Черкесская Республика | 1 | 50—75 | 6,8 | 0,4 | 2900 |
| Кабардино-Балкарская Республика | 2 | 56—67 | 5,3 | 0,05 | — |
| Камчатская область | 12 | 70—300 | 83,8 (32,5*) | 34,3 | 151 900 |
| Сахалинская область | 2 | 85—320 | 8,2* | — | — |
| Чукотский автономный округ и Магаданская обл. | 3 | 60—87 | 3,5 | — | — |

Примечание. * Пароводяная смесь, тыс. т/сут.

ресурсов. Проблемами использования тепла земли занимаются около 50 научных организаций, которые находятся в ведении Российской академии наук и ряда министерств.

Наиболее перспективными для освоения геотермальной энергии являются Камчатско-Курильский, Западно-Сибирский и Северо-Кавказский регионы. На Камчатке, Курильских островах и на Северном Кавказе геотермальное электро- и теплоснабжение может составить до 50—95 % общего потребления энергии. На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения, залегающие на глубинах от 300 до 5000 м. Температура в глубоких резервуарах достигает 180 °С и выше. Эти месторождения способны обеспечить получение до 10 000 тепловой и 200 МВт электрической мощности. Энергетический потенциал артезианских скважин, пробуренных для получения низкопотенциальной воды в равнинной и приморской зонах Дагестана, оценивается в пределах 1500 тыс. т у.т., что почти в 3 раза превышает потребности теплоснабжения республики. В Дагестане термальную воду добывает АО «Геотермнефтегаз» на девяти водозаборах, работающих в основном в прерывистом режиме, только в отопительный период по двухконтурной системе. Наиболее интенсивно эксплуатируются Махачкала-Тернаирское, Кизлярское и Избербашское месторождения термальных вод. Всего в Дагестане геотермальным теплоснабжением пользуются более 100 тыс. человек. Тепловой потенциал разведанных геотермальных месторождений Краснодарского края и Республики Адыгея превышает 3800 ГДж/год, что составляет более 71 % количества тепловой энергии, выработанной Кубаньэнерго в 2000 г. В системах теплоснабжения используется менее 5 % этого потенциала.

Для обеспечения высокой экономической эффективности термальных вод необходимо максимально использовать тепловой потенциал, чего можно достичь при комплексном использовании этих вод. Примером комплексного использования термальных вод служит Мостовское месторождение в Краснодарском крае. На Северном Кавказе около 500 тыс. человек используют геотермальные ресурсы для теплоснабжения в коммунально-бытовом секторе, сельском хозяйстве и промышленности.

Все производство природного пара сконцентрировано в Камчатской области, обладающей исключительными запасами тепла Земли, которые близко подходят к ее поверхности. Запасы геотермального пара и воды на Камчатке позволят получить до 2000 МВт электрической и 5000 МВт тепловой энергии, удовлетворить все потребности этого края в электроэнергии, теплоснабжении и превратить его в высокоразвитый край России. В настоящее время на Мутновском геотермальном месторождении сегодня успешно работают пять ГеоЭС.

В 1997 г. на о. Кунашир пущена в эксплуатацию тепловая геотермальная станция мощностью 20 МВт.

Общая установленная электрическая мощность ГеоЭС России составляет 73 МВт, а тепловая мощность энергоустановок прямого использования геотермального тепла — 307 МВт.

При прямом использовании более половины добываемых ресурсов применяется для теплоснабжения жилых и промышленных помещений, треть — для обогрева теплиц, и около 13 % для промышленных процессов. Кроме того, термальные воды используются примерно на 150 курортах и 40 предприятиях по розливу минеральной воды [42].

Необходимо отметить, что эксплуатация большинства геотермальных месторождений ведется на достаточно низком уровне. Зачастую после потребителя термальные воды сбрасываются с температурой 50—70 °С. Полезно используется примерно одна пятая теплового потенциала термальной воды. В среднем выведенные ресурсы на Северном Кавказе используются в качестве теплоносителя на 32 %, а по энергетическому потенциалу всего на 19 % [33].

Из-за ошибочных технических решений (прямая подача потребителю воды, не соответствующей по химическому составу установленным нормам, отсутствие пиковых установок для обеспечения стандартных параметров по температуре и др.) использование термальных вод во многих случаях было приостановлено, и многие потребители со временем стали отказываться от использования продукции геотермальных месторождений.

Неоправданно низкие себестоимость и цены на геотермальную продукцию, принятые из-за специфики экономического учета, когда скважины принимались на баланс по цене в 3—4 раза меньшей их фактической стоимости (иногда и без стоимости), свели прибыль геотермальной отрасли к мизерной величине, не обеспечивавшей возможность ее дальнейшего эффективного развития. Кроме того, низкий уровень эксплуатации месторождений и огромная разница между значительными запасами геотермальной энергии и малой ее используемой частью объясняется некоторыми факторами, характеризующими эту энергию, а также технологией ее извлечения и использования. Такими факторами являются:

- высокая стоимость скважин и низкие транспортные качества термальных вод;
- необходимость обратной закачки отработанных вод и значительные расходы на их подготовку;
- невозможность аккумулирования тепловой энергии на длительный период;

- коррозионно-агрессивные свойства, характеризующие термальные воды на больших глубинах;
- одноразовое использование термальных вод в системе теплоснабжения и сравнительно низкая их температура и т.д.

В связи с этим возникают научно-технические и технологические проблемы геотермальной энергетики, основными из которых являются:

- освоение технологий строительства высокодебитных скважин с горизонтальными стволами в продуктивном горизонте;
- перевод значительного количества бездействующих скважин на выработанных нефтяных и газовых месторождениях на добычу геотермального флюида;
- широкое освоение технологии геотермальных циркуляционных систем;
- разработка эффективных методов борьбы с коррозией и солеотложением;
- разработка двухконтурных систем геотермального энергоснабжения на основе дешевых коррозионно-стойких теплообменников и серийный выпуск модульного оборудования для строительства одноконтурных и бинарных ГеоЭС;
- разработка эффективных комплексных технологий утилизации геотермальной и сопутствующих видов энергий и гидроминеральных ресурсов;
- разработка эффективных технологий утилизации низкопотенциального геотермального тепла.

Реализация на практике перечисленных проблем позволит резко повысить отдачу существующего геотермального производства и решить значительные энергетические проблемы, связанные с замещением традиционных органических топлив и обеспечением промышленности минерально-сырьевыми ресурсами.

Области применения и эффективность использования геотермальных вод зависят от их энергетического потенциала, общего запаса и дебита скважин, химического состава, минерализации, агрессивности вод, наличия потребителя и его удаленности и некоторых других факторов. Наиболее эффективной областью применения геотермальных вод является отопление, горячее и техническое водоснабжение объектов различного назначения. Максимальный энергетический эффект достигается созданием специальных систем отопления с повышенным перепадом температур. Наиболее простыми и экономичными являются системы с непосредственной подачей воды в систему теплоснабжения. Для таких систем нужен геотермальный теплоноситель высокого качества, при использовании которого процессы солеотложения и коррозии практически отсут-

ствуют. Однако ресурсы таких вод незначительны, следовательно, на практике чаще всего используются системы с применением промежуточных теплообменников или с предварительной водоподготовкой. В условиях реформирования жилищно-коммунального хозяйства наиболее эффективными являются локальные системы теплоснабжения на основе передовых технологий. Практически во всех регионах России имеются значительные запасы низкопотенциальных термальных вод, которые успешно можно использовать в системах теплоснабжения с тепловыми насосами.

Из накопленного в последние десятилетия опыта освоения тепловой энергии земных недр следует, что гидрогеотермальные ресурсы успешно используются во многих странах мира для производства электроэнергии и тепла, удовлетворяя при этом самые разные потребности хозяйственной деятельности человека.

1.6.2. Принципиальные схемы геотермального теплоснабжения

Основными специфическими особенностями геотермальных вод являются одноразовое их использование в системах теплоснабжения и неизменная температура. В традиционных системах теплоснабжения отработанная вода возвращается в котельную или ТЭЦ, и для восстановления первоначальной температуры требуется меньше топлива. В системах геотермального теплоснабжения не использованный потребителем тепловой потенциал воды при ее сбросе (или закачке обратно в пласт) теряется безвозвратно. При постоянном дебите геотермальной скважины, в зависимости от конечной температуры сбрасываемой воды, можно обеспечить теплом различное количество потребителей.

Максимальный энергетический эффект достигается созданием специальных систем отопления с повышенным перепадом температур, использованием пикового догрева и тепловых насосов, разработкой комплексных схем геотермального теплоснабжения с набором последовательных потребителей.

При разработке геотермальных систем теплоснабжения необходимо обеспечивать максимальное значение коэффициента эффективности использования термоводозабора $\eta_{\text{геот}}$. Величина $\eta_{\text{геот}}$ представляет собой отношение фактически используемого в течение года теплового потенциала скважины $Q_{\text{фак. год}}$ к максимальному количеству тепла $Q_{\text{max год}}$, которое можно получить при круглогодичной эксплуатации скважины на дебите соответствующем эксплуатационным запасам и сбрасыванию температуры отработанной (сбрасываемой) воды до условной температуры. В качестве условной темпера-

туры может быть принята температура водопроводной воды в зимний период (5 °С), которая учитывается при определении расхода тепла на горячее водоснабжение:

$$\eta_{\text{геот}} = Q_{\text{ф. год}}/Q_{\text{max год}}; \quad (1.36)$$

$$Q_{\text{ф. год}} = G_{\text{ф}}c(t_{\text{т.в}} - t_{\text{сб}})3600 \cdot 24\tau \cdot 10^{-9}; \quad (1.37)$$

$$Q_{\text{max год}} = G_{\text{э}}c(t_{\text{т.в}} - 5)3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 10^{-9}, \quad (1.38)$$

где $G_{\text{ф}}$ — фактический дебит скважины, кг/с; $G_{\text{э}}$ — максимальный дебит скважины соответствующий эксплуатационным запасам, кг/с; c — теплоемкость термальной воды, Дж/кг · °С; $t_{\text{т.в}}$ — температура термальной воды, °С; $t_{\text{сб}}$ — температура сбрасываемой воды; τ — время эксплуатации скважины, сут.

В расчетах систем теплоснабжения были определены следующие значения коэффициента $\eta_{\text{геот}}$: отопления $\eta = 0,05 \div 0,34$; вентиляции $\eta = 0,15 \div 0,45$; горячее водоснабжение 0,70—0,92. Из этого следует, что наиболее эффективно использование термальных вод для горячего водоснабжения. При непосредственном использовании термальной воды для горячего водоснабжения и на технологические нужды, помимо замещения традиционного топлива достигается дополнительный эффект за счет экономии водопроводной или технической воды.

В зависимости от гидрогеотермических характеристик скважины и качества геотермального теплоносителя существуют большое количество различных схем теплоснабжения. При выборе схемы теплоснабжения выявляют количество потребителей термальной воды в расчетном режиме, которых классифицируют по предъявляемым ими требованиям к потенциалу теплоносителя, намечают последовательность подачи воды с учетом максимального использования ее температуры. Кроме того, производят технико-экономическое обоснование нескольких вариантов систем теплоснабжения.

Простейшая схема теплоснабжения показана на рис. 1.4. Геотермальная вода из скважины поступает в теплоизолированный бак-

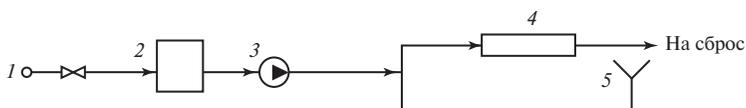


Рис. 1.4. Схема теплоснабжения параллельной подачи термальной воды на отопление и горячее водоснабжение:

1 — термоводозабор; 2 — теплоизолированный бак-аккумулятор; 3 — сетевой насос; 4 — система отопления; 5 — система горячего водоснабжения

аккумулятор, откуда насосом направляется непосредственно в отопительные системы и системы горячего водоснабжения. После отопительных систем вода сбрасывается. Такая схема возможна при высоком качестве геотермальной воды, т.е. при низкой минерализации воды, отсутствии в ней вредных для здоровья людей компонентов и проблем с коррозией и отложением солей в коммуникациях и оборудовании.

Геотермальная скважина эксплуатируется с постоянным дебитом и этот дебит равен суммарному расходу на отопление и горячее водоснабжение (среднечасовому). Неравномерность потребления воды на горячее водоснабжение в течение суток регулируется баком-аккумулятором. В часы максимального водопотребления дополнительное количество воды забирается из бака-аккумулятора и, наоборот, в часы минимального потребления вода из скважины накапливается в баке.

На рис. 1.5 приведена принципиальная схема теплоснабжения с пиковым догревом воды.

Системы теплоснабжения с пиковым догревом используются в районах, где теплоэнергетический потенциал геотермальных ресурсов недостаточен для покрытия тепловых нагрузок потребителей. В периоды максимального теплопотребления включается пиковая котельная и термальная вода, проходя через нее, догревается до нужной температуры. С повышением температуры наружного воздуха и снижением теплопотребления пиковая котельная отключается, и термальная вода направляется в систему отопления. Дополнительное пиковое догревание геотермальных вод осуществляется в периодические действующих паровых котлах с пароводяными теплообменниками, в водогрейных котлах, электродкотлах.

Если температура термальной воды низкая (до 55 °С), то такую воду можно использовать в системах теплоснабжения с тепловыми насосами. Термальная вода из скважины поступает в испаритель теплового насоса, где, передавая теплоту испаряющемуся рабочему агенту, охлаждается. Образовавшийся пар сжимается компрессором с повышением его температуры и поступает в конденсатор. В конден-

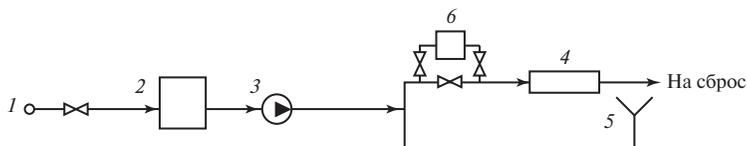


Рис. 1.5. Схема теплоснабжения параллельной подачи термальной воды на отопление и горячее водоснабжение и пиковым догревом:

1 — термоводозабор; 2 — теплоизолированный бак-аккумулятор; 3 — сетевой насос; 4 — система отопления; 5 — система горячего водоснабжения; 6 — пиковая котельная

саторе тепло паровой фазы передается воде, циркулирующей в контуре отопительной системы. Оработанная термальная вода при высоком качестве воды может быть использована на нужды хозяйственно-питьевого или технического водоснабжения. При неудовлетворительном химическом составе вода с разрешения экологической службы сбрасывается на поверхность или закачивается обратно в материнский пласт, а также может быть направлена на блок химводочистки для доведения ее до кондиций питьевого или технического водоснабжения. При необходимости система может быть дооборудована пиковой котельной. На рис. 1.6 приведена схема такой системы.

Большая часть геотермальных вод относится к высокоминерализованным водам. Непосредственное использование их в системах геотермального теплоснабжения затруднено из-за их коррозионной активности и склонности к интенсивному солеотложению. Тепловой потенциал таких вод может быть использован в системах геотермального теплоснабжения с помощью промежуточных теплообменников.

Системы с промежуточными теплообменниками являются двухконтурными системами, где тепловой потенциал высокоминерализованной воды первичного контура через теплообменник передается пресной воде, циркулирующей во вторичном контуре системы теплоснабжения (отопления, горячего водоснабжения). Недостатком систем с теплообменниками является сокращение срабатываемого потенциала термальной воды на величину конечной разности температур в теплообменнике.

На рис. 1.7 приведена схема закрытой однотрубной системы геотермального теплоснабжения. Геотермальная вода из бака-аккумулятора насосом подается в теплообменник, куда также из водопровода поступает холодная вода. В теплообменнике происходит нагрев водопроводной воды, после чего она направляется в систему горячего водоснабжения. Оработанная минерализованная вода из теплообменника направляется на сброс или закачивается в пласт через нагнетательную скважину. Недостатком такой системы является отсутствие циркуляции теплоносителя, что при отсутствии водоразбора (в ночное время) приводит к остыванию воды в магистральных и раз-

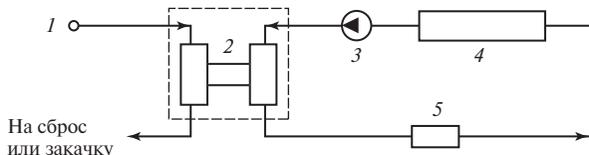


Рис. 1.6. Схема геотермального теплоснабжения с тепловым насосом:

1 — термоводозабор; 2 — тепловой насос; 3 — циркуляционный насос; 4 — отопительная система; 5 — пиковая котельная

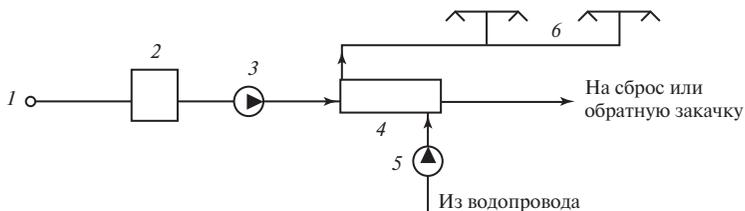


Рис. 1.7. Схема однотрубной закрытой системы горячего водоснабжения:

1 — термоводозабор; 2 — теплоизолированный бак-аккумулятор; 3 — насос первичного контура; 4 — теплообменник; 5 — насос вторичного контура; 6 — водоразборные устройства

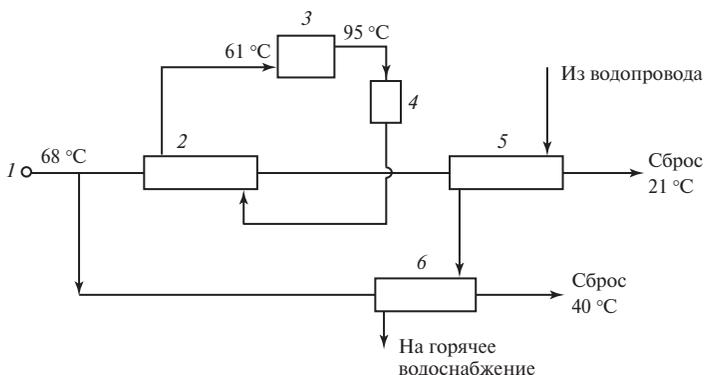


Рис. 1.8. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения жилого микрорайона г. Каспийска:

1 — термоводозабор; 2 — теплообменник системы отопления; 3 — пиковая котельная; 4 — система отопления; 5, 6 — теплообменники 1-й и 2-й ступеней горячего водоснабжения

водящих трубах. Такую схему используют при близком расположении термоводозабора к потребителям горячей воды.

При сравнительно большом удалении термоводозабора от потребителя целесообразна схема с двухтрубной распределительной сетью, по которой происходит циркуляция теплоносителя. На рис. 1.8 приведена принципиальная схема использования высокоминерализованных (до 40 г/л) геотермальных вод для теплоснабжения жилого микрорайона г. Каспийска в Дагестане с использованием промежуточных теплообменников. Геотермальная вода от двух скважин направляется параллельно в теплообменники отопления и 2-й ступени горячего водоснабжения. После теплообменника отопления геотермальная вода поступает в теплообменник 1-й ступени горячего водоснабжения, и при температуре 21—22 °C сбрасывается. Сброс из

теплообменника 2-й ступени происходит при температуре воды 40 °С, поскольку потребителей термальной воды с такой температурой нет.

При расчетных параметрах 95—40 °С в системе отопления с пиковой котельной образуется замкнутый контур, по которому циркулирует пресная вода. В летнем режиме работают только теплообменники отопления на геотермальной воде и обеспечивают горячим водоснабжением два микрорайона.

Геотермальные воды успешно используют для теплоснабжения теплиц и обогрева грунта. В схеме геотермального теплоснабжения тепличного хозяйства в г. Черкесске (рис. 1.9) термальная вода, пройдя пиковый электродогрев, поступает в теплицы площадью 6000 м² круглый год, а затем перед сбросом подогревает поливочную воду в теплообменнике. При снижении температуры наружного воздуха включается сезонный обогреваемый грунт площадью 15 000 м².

Применение той или иной схемы геотермального теплоснабжения определяется многими факторами, среди которых особое место занимает химический состав геотермальной воды. Различные аспекты теплотехнического использования геотермальных вод рассмотрены в работе Б.А. Локшина и ведомственных строительных нормах, разработанных ЦНИИЭП инженерного оборудования [28, 45]. Принципиальные схемы геотермальных систем теплоснабжения следует выбирать с учетом температуры и химического состава геотермального теплоносителя, характера возможного потребления геотермальной теплоты, условий сброса отработанной геотермальной воды, наличия источника питьевой воды, взаимного расположения термоводозабора, потребителя, места сброса и источника воды питьевого качества, а также расстояний между ними. Тепловую энергию нельзя экономично транспортировать на большие расстояния. Освоение геотермальных ресурсов возможно лишь там, где уже имеются соответствующие потребители тепла или экономически целесообразно построить объекты геотермального энергоснабжения.

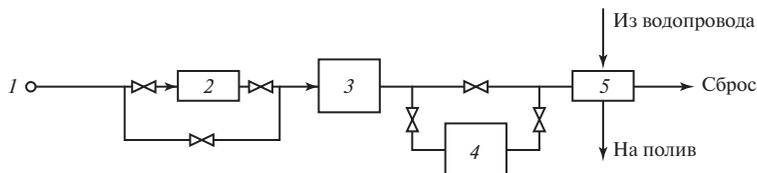


Рис. 1.9. Принципиальная схема использования термальных вод для тепличного хозяйства в г. Черкесске:

1 — геотермальная скважина; 2 — пиковая котельная; 3 — теплицы; 4 — обогреваемый грунт; 5 — теплообменник

Оборудование геотермальных систем теплоснабжения необходимо выбирать с учетом химического и газового составов геотермального теплоносителя, а также испытаний его на агрессивность и склонность к отложению солей.

Избыточное давление на устье скважины следует создавать только для подачи геотермального теплоносителя в сборную емкость (бак-аккумулятор). Подачу его потребителю осуществляют насосами. При непосредственной подаче геотермального теплоносителя из скважины к потребителю создается противодействие, что снижает динамический уровень самоизлива и приводит к снижению эксплуатационного дебита скважины.

Термины и определения, используемые в технической документации

Месторождение геотермальных вод — часть подземной водоносной системы, в пределах которой имеются благоприятные условия для отбора геотермальных вод в количестве, достаточном для их теплоэнергетического использования.

Термоводозабор — одна или несколько объединенных между собой трубопроводами геотермальных скважин, пробуренных на месторождении геотермальных вод, специально обустроенных и предназначенных для подачи геотермального теплоносителя на нужды теплоснабжения зданий и сооружений.

Открытая система геотермального теплоснабжения — система, в которой геотермальная вода непосредственно подается на водоразбор горячего водоснабжения.

Закрытая система геотермального теплоснабжения — система, в которой на водоразбор горячего водоснабжения подается не геотермальная вода, нагретая за счет геотермальной теплоты.

Геотермальная система теплоснабжения с зависимым присоединением отопления — система, в которой геотермальная вода подается непосредственно в приборы отопительных установок.

Геотермальная система теплоснабжения с независимым присоединением отопления — система, в которой в отопительные приборы подается другой теплоноситель, нагретый в теплообменнике за счет геотермальной теплоты.

Транзитные геотермальные тепловые сети — сети от термоводозаборов до устройств перехода на другой температурный график, а при едином температурном графике — до первого ответвления к потребителям.

Магистральные геотермальные тепловые сети — сети от границы транзитных сетей, а при их отсутствии или протяженности

менее 1 км — от термоводозаборов до ответвлений к жилым микрорайонам (кварталам) или промышленным предприятиям.

Распределительные геотермальные тепловые сети — трубопроводы от границ магистральных сетей до узлов присоединения зданий.

Геотермальная система — совокупность инженерных сооружений, технических средств и обусловленных ими физических и технологических процессов, которые обеспечивают добычу из недр, обработку и доставку потребителю кондиционного теплоносителя в природных условиях данного геотермального месторождения.

1.6.3. Комплексные геотермальные системы теплоснабжения

Более 85 % добываемого геотермального тепла при прямом его использовании расходуется на отопление. Однако при отоплении различных объектов геотермальную энергию используют лишь часть года. На Северном Кавказе, одном из наиболее перспективных регионов для развития геотермальной теплоэнергетики, отопительный период имеет продолжительность немногим более 150 сут. Несовершенство систем отопления в большинстве случаев позволяет использовать лишь небольшую часть теплового потенциала геотермального теплоносителя (особенно в переходные периоды — в начале и конце отопительного периода). Коэффициенты использования геотермального тепла в таких системах отопления имеют низкие значения, что в конечном итоге приводит к их невысокой экономической эффективности.

Большая часть геотермального тепла используется на отопление теплиц, являющихся крупными потребителями тепла. Для энергообеспечения тепличных комбинатов требуется наличие термоводозаборов большой мощности с дебитом несколько тысяч кубических метров в сутки, создание которых отличается весьма большими капитальными вложениями. Опыт эксплуатации систем геотермального отопления теплиц также свидетельствует об их низкой экономической эффективности. В то же время тепличные комбинаты строят вблизи населенных пунктов, которые в свою очередь нуждаются в отоплении и горячем водоснабжении. Поэтому для улучшения экономических показателей и снижения срока окупаемости, вложенных средств, необходимо создавать комплексные системы теплоснабжения, где геотермальный теплоноситель сначала используется в системе отопления тепличного комбината, а затем в системе горячего водоснабжения зданий.

На рис. 1.10 и 1.11 представлены комплексные геотермальные системы теплоснабжения с зависимым присоединением отопления

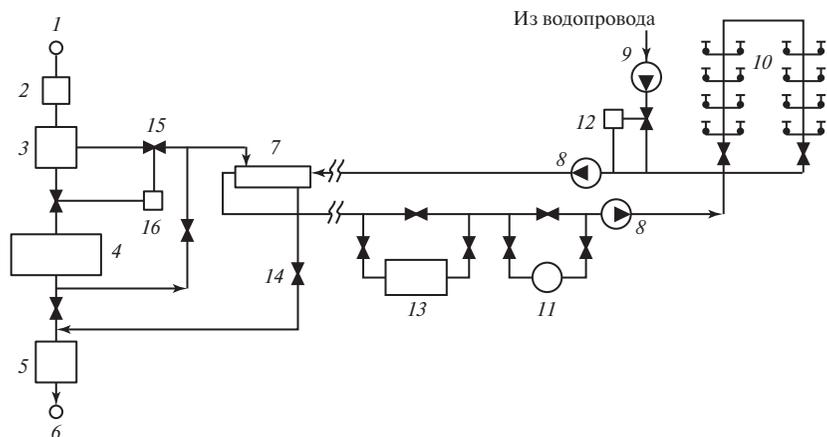


Рис. 1.10. Комплексная геотермальная система теплоснабжения с пиковой котельной:

1 — геотермальная скважина; 2 — бак-аккумулятор термальной воды; 3 — насосная станция; 4 — тепличный комбинат; 5 — насосная станция обратной закачки; 6 — нагнетательная скважина; 7 — сетевой теплообменник горячего водоснабжения; 8 — сетевые насосы; 9 — подпиточный насос; 10 — водоразборный кран; 11 — бак-аккумулятор водопроводной воды; 12 — регулятор подпитки; 13 — пиковая котельная; 14 — задвижка; 15 — регулирующая задвижка; 16 — регулятор

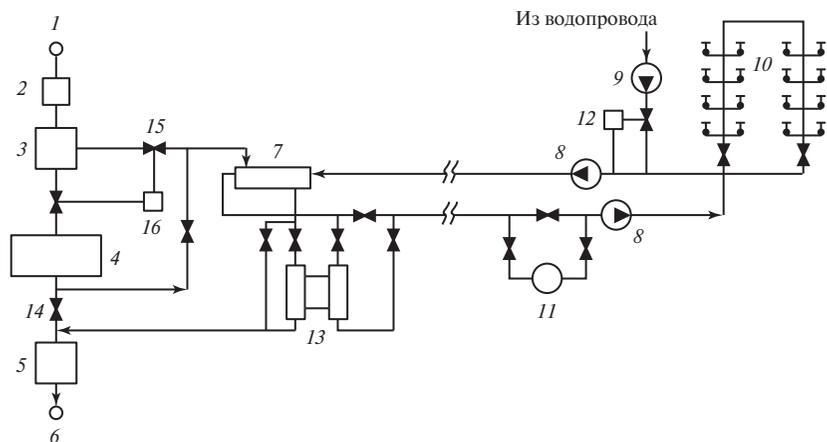


Рис. 1.11. Комплексная геотермальная система теплоснабжения с теплонасосной установкой:

1 — геотермальная скважина; 2 — бак-аккумулятор термальной воды; 3 — насосная станция; 4 — тепличный комбинат; 5 — насосная станция обратной закачки; 6 — нагнетательная скважина; 7 — сетевой теплообменник горячего водоснабжения; 8 — сетевые насосы; 9 — подпиточный насос; 10 — водоразборный кран; 11 — бак-аккумулятор водопроводной воды; 12 — регулятор подпитки; 13 — теплонасосная установка; 14 — задвижка; 15 — регулирующая задвижка; 16 — регулятор

теплиц и закрытыми системами горячего водоснабжения зданий [41]. Наличие транзитного участка распределительных двухтрубных сетей связано с необходимостью расположения центрального геотермального теплового пункта на термоводозаборе, ввиду обратной закачки отработанного теплоносителя. Системы различаются лишь видом пикового источника теплоты. На рис. 1.10 таким источником служит пиковая котельная, работающая на органическом топливе и расположенная в населенном пункте вблизи потребителя горячего водоснабжения. В схеме на рис. 1.11 эту функцию выполняет теплонасосная установка, расположенная на термоводозаборе.

Возможны и другие схемные решения комплексных систем. Например, создание закрытой системы с однотрубной сетью горячего водоснабжения при наличии вблизи термоводозабора источника питьевой воды.

При расчетной температуре наружного воздуха t'_H система с пиковой котельной работает следующим образом. Термальная вода температурой t_T и расходом G'_T , равным расчетному дебиту термоводозабора, поступает через сборную емкость (предназначенную для гидравлической развязки между скважинами и системой теплоснабжения) непосредственно в систему отопления теплицы (расчетная тепловая мощность системы — Q'). На выходе из системы отопления геотермальный теплоноситель, охлажденный до температуры t'_0 , подается на сетевой водоподогреватель, где охлаждается дополнительно и с температурой $t'_{сбр}$ поступает на сброс или обратную закачку. В сети горячего водоснабжения циркулирует теплоноситель, пригодный для питья. При температуре $t_{вод}$ и расходе $G'_{Г.В}$, он нагревается в сетевом подогревателе до температуры $t'_{Г.В}$ и подается в здания на водоразбор. Подпитка по мере водоразбора осуществляется из водопровода.

Аналогичным образом работает и система, изображенная на рис. 1.11, с той лишь разницей, что догрев геотермальной воды до необходимой температуры осуществляется в конденсаторах теплонасосной установки, утилизирующей тепло сбрасываемой геотермальной воды, проходящей через ее испарители.

Учитывая регулирование отопительной нагрузки тепличного комбината по температуре наружного воздуха, в годовом цикле работы комплексных систем можно выделить три режима эксплуатации в зависимости от коэффициента отпуска тепла на отопление теплиц φ :

- в летний период ($\varphi = 0$) термоводозабор имеет постоянный дебит геотермальной воды, обеспечивающий тепловую нагрузку горячего водоснабжения;
- с наступлением отопительного периода до включения пикового догрева ($\varphi < \varphi_{\text{в}}$) дебит термоводозабора регулируется в зависимости от нагрузки отопления и полностью обеспечивает геотермальным теплом потребности отопления и горячего водоснабжения;
- при низких температурах наружного воздуха ($\varphi_{\text{в}} \leq \varphi \leq 1$) дебит термоводозабора постоянен, равен расчетному и обеспечивает полностью потребность в отоплении теплиц, в то время как на нужды горячего водоснабжения тепла не хватает. Эта нехватка геотермального тепла компенсируется пиковым догревом. Регулирование производится изменением тепловой мощности пикового источника тепла.

Установленная тепловая мощность пикового источника тепла $Q'_{\text{п}}$ определяется по формуле

$$Q'_{\text{п}} = c G_{\text{г.в.}} (t'_{\text{г.в.}} - t_{\text{р.г.в.}}), \quad (1.39)$$

где c — удельная теплоемкость геотермального теплоносителя, Дж/(кг · °С); $G_{\text{г.в.}}$ — среднесуточный расход питьевой воды в системе горячего водоснабжения, кг/с; $t'_{\text{г.в.}}$ — расчетная начальная температура водопроводной воды в системе горячего водоснабжения после пикового догрева с учетом остывания во время транспортировки до потребителя, °С; $t_{\text{р.г.в.}} = t'_0 - \delta t'$ — расчетная температура водопроводной воды системы горячего водоснабжения после сетевого теплообменника, °С; t'_0 — расчетная температура обратной воды системы отопления теплицы; $\delta t' = 5 \div 10$ °С — разность температур теплоносителей на «горячем» конце противоточного теплообменника.

Значение коэффициента отпуска тепла $\varphi_{\text{в}}$, соответствующее включению (выключению) пикового догрева, следует вычислять по формуле

$$\varphi_{\text{в}} = 1 - \frac{Q'_{\text{п}}}{\varepsilon c G_{\text{г.в.}} (t_{\text{т}} - t'_0)}; \quad (1.40)$$

$$\varepsilon = \frac{t_{\text{р.г.в.}} - t_{\text{вод}}}{t'_0 - t_{\text{вод}}}, \quad (1.41)$$

где ε — ориентировочный коэффициент эффективности теплообменного аппарата системы горячего водоснабжения в расчетном режиме;

$t_{\text{вод}}$ — расчетная температура водопроводной воды, поступающей в систему горячего водоснабжения; t_{T} — температура термальной воды.

Температура наружного воздуха $t_{\text{н.в}}$, соответствующая $\varphi_{\text{в}}$, определяется

$$t_{\text{н.в}} = t'_{\text{н}} + \frac{Q'_{\text{п}}(t_{\text{в}} - t'_{\text{н}})}{\varepsilon c G_{\text{г.в}}(t_{\text{T}} - t'_{\text{н}})}, \quad (1.42)$$

где $t_{\text{в}}$ — температура внутреннего воздуха теплицы; $t'_{\text{н}}$ — расчетная для отопления теплиц температура наружного воздуха.

График регулирования тепловой мощности пикового источника тепла следует строить, пользуясь зависимостью

$$Q_{\text{п}} = Q'_{\text{п}} - \varepsilon c G_{\text{г.в}}(1 - \varphi)(t_{\text{T}} - t'_{\text{н}}), \quad (1.43)$$

где $Q_{\text{п}}$ — текущая тепловая мощность пикового источника теплоты, Вт; φ — текущий коэффициент отпуска тепла.

График общего расхода геотермального теплоносителя в режиме регулирования дебита термоводозабора следует строить по неявной формуле

$$\varphi = \frac{G_{\text{T}}(t_{\text{T}} - t'_{\text{г.в}}) - \exp\left\{\frac{KF}{c}\left(\frac{1}{G_{\text{T}}} - \frac{1}{G_{\text{г.в}}}\right)\right\}[G_{\text{T}}(t_{\text{T}} - t_{\text{вод}}) - G_{\text{г.в}}(t'_{\text{г.в}} - t_{\text{вод}})]}{1 - \exp\left\{\frac{KF}{c}\left(\frac{1}{G_{\text{T}}} - \frac{1}{G_{\text{г.в}}}\right)\right\}G'_{\text{T}}(t_{\text{T}} - t'_{\text{н}})}, \quad (1.44)$$

где G_{T} — текущий расход термальной воды, кг/с; K — коэффициент теплопередачи в расчетном режиме, Вт/(м² · °С); F — площадь поверхности нагрева теплообменного аппарата системы горячего водоснабжения, м².

Подставляя в (1.44) значения текущего расхода $G_{\text{T}} \leq G'_{\text{T}}$ получаем соответствующие значения $\varphi \leq \varphi_{\text{в}}$. Затем, отложив по оси абсцисс вычисленные значения φ , а по ординат — принятые значения G_{T} , получим искомый график. При этом расход теплоносителя в летнем режиме (при $\varphi = 0$) определяется графически. Произведение KF характеризует конструктивные особенности и размеры теплообменного аппарата. Его ориентировочное значение можно вычислить по формулам

$$KF = \frac{cG_{\text{г.в}}}{\theta - 1} \ln \frac{1 - \varepsilon}{1 - \varepsilon\theta}, \quad \text{при } \theta = G_{\text{г.в}}/G'_{\text{T}} \neq 1, \quad (1.45)$$

или

$$KF = \frac{\varepsilon c G_{\Gamma.B}}{1 - \varepsilon}, \quad \text{при } \theta = 1. \quad (1.46)$$

График температуры сбрасываемой геотермальной воды $t_{\text{сбр}}(\varphi)$, необходимый для определения количества теплоты, возвращаемой в водоносный пласт при обратной закачке, следует строить по следующим расчетным зависимостям:

для систем с пиковой котельной в режиме расчетного дебита термоводозабора и работы пикового догрева (при $\varphi_B \leq \varphi \leq 1$)

$$t_{\text{сбр}} = t_T - \varphi(t_T - t'_0) - \frac{G_{\Gamma.B}}{G_T} \varepsilon [t_T - t_{\text{вод}} - \varphi(t_T - t'_0)]; \quad (1.47)$$

для тех же систем в режиме регулирования дебита термоводозабора (при $\varphi < \varphi_B$), а также для систем с теплонасосной установкой во всем диапазоне изменения φ (при $0 \leq \varphi \leq 1$)

$$t_{\text{сбр}} = t_T - \frac{1}{G_T} [\varphi G'_T (t_T - t'_0) + G_{\Gamma.B} (t'_{\Gamma.B} - t_{\text{вод}})]; \quad (1.48)$$

для любого пикового источника тепла при выключенной системе отопления теплиц ($\varphi = 0$)

$$t_{\text{сбр}} = t_T - \frac{G_{\Gamma.B}}{G_T} (t'_{\Gamma.B} - t_{\text{вод}}). \quad (1.49)$$

Во всех случаях определения $t_{\text{сбр}}$ текущий расход теплоносителя определяется по графику зависимости (1.44). По приведенным зависимостям и климатологическим данным могут быть построены годовые графики потребления тепла тепличным комбинатом, горячим водоснабжением и выработки тепла устройством пикового догрева. Это позволит определить, необходимое для технико-экономических расчетов, годовое количество высвобождаемого органического топлива и затраченной электроэнергии при использовании теплонасосной установки. Аналогичным образом подсчитывается количество теплоты, поступающей в водовмещающий пласт при эксплуатации термоводозабора с помощью обратной закачки.

Создание комплексных систем за счет интенсификации отбора геотермального тепла позволит существенно улучшить технико-экономические показатели термоводозаборов, получить дополнительный социальный эффект, сэкономить значительное количество органического топлива. Строительство комплексных систем геотермального теплоснабжения перспективно на большинстве месторождений термальных вод (Махачкала — Тернаирском, Кизлярском, Ханкальском,

Мостовском). Например, в районе Тернаирского месторождения эксплуатируется тепличный комбинат площадью 6 га, отапливаемый в настоящее время теплом от котельной на природном газе. В то же время скважины месторождения простаивают из-за отсутствия потребителя, а другие скважины эксплуатируются в прерывистом режиме для отопления пригородного микрорайона, что свидетельствует о низком уровне использования термальных вод. Строительство комплексной системы с отоплением тепличного комбината и тепло- и горячим водоснабжением жилого микрорайона позволит резко улучшить экономические показатели месторождения.

1.6.4. Коррозия и солеотложение в геотермальных системах

Выбор схемы теплоэнергетического использования термальных вод производится на основе гидрогеотермических, теплотехнических, термодинамических и технико-экономических расчетов, с учетом химического состава и минерализации гидротерм, большинство которых склонны к коррозии и отложению солей на поверхностях контакта. При выборе схемы геотермального теплоснабжения необходимо установить:

- можно ли данную термальную воду непосредственно подавать в систему теплоснабжения;
- можно ли данную воду подвергать пиковому догреву в котлах или теплообменниках;
- какие мероприятия возможны для предотвращения коррозии и солеотложения.

Коррозионное воздействие геотермальных вод на металл обусловлено многими факторами: минерализацией, газосодержанием (сероводород, уголекислая кислота, кислород), давлением, температурой (наибольшая скорость коррозии наблюдается при температуре 60—90 °С), значением pH и т.п.

Самым опасным коррозионно-агрессивным компонентом в термальных водах является кислород. Кислород не содержится в геотермальных водах, он может попадать в воду через неплотности системы, а интенсивность насыщения термальных вод кислородом зависит от их температуры и минерализации. Поэтому особенно тщательно должна быть обеспечена герметичность систем теплоснабжения, чего можно достичь применением сварных соединений и сведением до минимума резьбовых соединений и арматуры. В периоды консервации системы теплоснабжения, во избежание подсоса воздуха, все коммуникации и оборудование, соприкасающиеся с геотермальным теплоносителем, необходимо заполнить водой.

Сероводород увеличивает скорость коррозии до 40 %, максимальная коррозия имеет место при его концентрации в воде 4—5 мг/л. Коррозия, вызываемая углекислотой, является минимальной по сравнению с кислородной и сероводородной. Коррозионное воздействие на металл оказывают ионы хлора в сочетании с сероводородом и углекислотой. При попадании в термальную воду кислорода сероводородная коррозия интенсифицируется в 2 раза, углекислотная в 1,5 раза, а хлор-ионная в 3—4 раза. Некоторым термальным водам присуще содержание в них сульфатредуцирующих бактерий, которые при попадании в системы теплоснабжения также ускоряют коррозию до 10—15 раз.

В качестве ингибиторов коррозии в проточных системах применяют различные фосфаты и силикат натрия как в отдельности, так и в сочетании с другими элементами. Силикат натрия весьма эффективен как в условиях кислородной, так и сероводородной коррозии. Эффективным способом борьбы с коррозией от растворенных газов является дегазация воды специальными устройствами, при которой удаляются агрессивные компоненты — сероводород и углекислый газ (рис. 1.12).

Для предотвращения коррозии оборудования и коммуникаций используют двухконтурные системы геотермального теплоснабжения с промежуточными теплообменниками, в которых геотермальным теплом подогревается пресная умягченная вода, поступающая в дальнейшем на потребительские нужды. В таких системах коррозии подвергается теплообменник и коммуникации первичного контура, соприкасающиеся с геотермальным теплоносителем. Для предотвращения коррозии в теплообменниках за рубежом (США, Франция и др.) используют теплообменники с титановыми покрытиями.

В России такие теплообменники не нашли широкого применения из-за дороговизны титана. Для защиты пластинчатого теплообменника от коррозии пластины покрывают защитным слоем. Кроме высоких противокоррозионных свойств защитные покрытия должны обладать

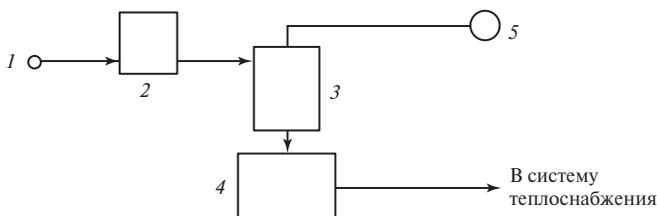


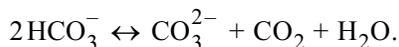
Рис. 1.12. Схема вакуумной дегазации термальных вод:

1 — геотермальная скважина; 2 — дегазатор первой ступени; 3 — дегазационная колонка; 4 — бак-аккумулятор дегазированной воды; 5 — вакуумный насос

высокой теплопроводностью. Для получения противокоррозионных покрытий, стойких к воздействию кислых или щелочных сред при повышенных температурах, применяют фторопластовые и фторлоновые лаки и эмали, фенольные, эпоксидные, хлорвиниловые лакокрасочные материалы. Для увеличения длительности эксплуатации противокоррозионных полимерных покрытий их наносят на металлизационный слой из алюминия или цинка, т.е. получают металлизационно-полимерные покрытия с улучшенным адгезионным контактом с изделием. В настоящее время выпускают пластиковые трубы разных марок, выдерживающих большие давления и температуры. Применение таких труб в системах геотермального энергоснабжения полностью разрешит проблему коррозии в коммуникациях, предназначенных для транспортировки первичного геотермального теплоносителя. Весьма перспективны металлополимерные высокопрочные трубы, выдерживающие температуру теплоносителя до 100 °С. Такие трубы изготавливают из алюминия в сочетании с окружающими его слоями особо прочного полиэтилена.

Стабильной называют воду, не вызывающую коррозии поверхностей с которыми она соприкасается, и не выделяющую на этих поверхностях осадка, например, карбоната кальция. Солеотложение возникает тогда, когда нарушается термическое или динамическое равновесие в термальном растворе, и проявляется оно тем сильнее, чем резче произошло это нарушение. Химические типы минеральных отложений многообразны: карбонаты (кальцит, арагонит), сульфаты (гипс, ангидрит, барит), сульфиды (пирит, гидротроилит), окислы (лимонит, кремнезем), самородные элементы (свинец, сера). Отложение карбоната кальция является наиболее распространенным типом солезаращения. Практически все типы поверхностных и подземных вод близки к насыщению по карбонату кальция. И требуется незначительный сдвиг равновесия, который может выражаться в изменении давления, температуры, минерализации раствора для того, чтобы в твердую фазу выделился кальцит.

Солеотложение или коррозионная активность зависят от углекислотного равновесия. Различные формы углекислотных соединений в термальных водах находятся в динамическом равновесии:



Из формулы видно, что определенная концентрация бикарбонатных ионов в воде обеспечивается некоторым количеством свободной углекислоты, соответствующим этой концентрации. Такая углекислота называется *равновесной*. Если концентрация углекислого газа в воде больше равновесной, то уравнение сдвигается в сторону образования бикарбонатных ионов с одновременным уменьшением концент-

рации ионов CO_3^{2-} . Напротив, если концентрация CO_2 ниже равновесной, то бикарбонатные ионы разлагаются с образованием ионов CO_3^{2-} и увеличением концентрации CO_2 . В термальной воде, как и во всех природных водах, присутствуют ионы кальция. Следует подчеркнуть, что бикарбонат кальция — хорошо растворимое соединение, а карбонат кальция, напротив, трудно растворимое соединение, которое выпадает в осадок. Поскольку CO_3^{2-} участвует в углекислотных равновесиях, концентрация углекислого газа влияет на протекание реакции



Если в пластовых условиях термальная углекислая вода насыщена карбонатом кальция, то при выходе на поверхность и постепенном снижении давления происходит дегазация углекислоты из термального раствора и многократное его пресыщение по кальциту. На поверхности, при дальнейшем снижении давления (после устьевой задвижки, переходе воды из трубы меньшего диаметра в больший и т.д.), пресыщенный раствор выпадает в осадок. В процессе солеотложения ухудшаются теплотехнические характеристики отопительных приборов, возрастают гидравлические сопротивления трубопроводов, возможна их полная закупорка и выход системы из строя (рис. 1.13 и 1.14). В г. Кизляре из-за интенсивного солеотложения в течение

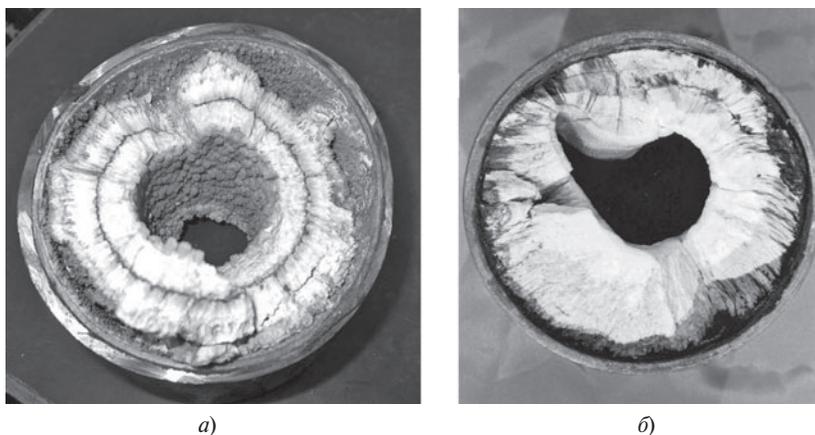
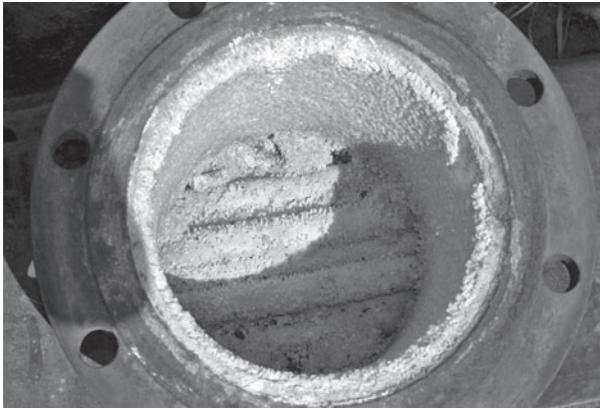


Рис. 1.13. Солеотложение:

a — на повороте трубы диаметром 250 мм (Тернаирское геотермальное месторождение);
б — на линии сброса в трубе диаметром 100 мм (Кизлярское геотермальное месторождение)



а)



б)

Рис. 1.14. Солеотложение в кожухотрубном теплообменнике (Тернаирское месторождение термальных вод)

одного года перестала функционировать однотрубная система геотермального теплоснабжения. Отложения солей в трубах геотермальных систем имеют ярко выраженный кристаллический характер. Степень адгезии и размеры кристаллов зависят от температуры и давления, при которых формировалось солеотложение.

Наблюдения за процессом отложения карбоната кальция в геотермальных системах на месторождениях вод различного химического состава, минерализации, температуры и давления на устье скважины, наличия взвешенных частиц и т.д. показали, что отложение карбоната кальция для вод различных скважин происходит в строго определенном месте по трассе транспортировки воды. Это место при про-

чих равных условиях характеризуется значениями давления и температуры, которые для различных вод неодинаковы. Чаще всего отложение карбоната кальция возникает за задвижками, в местах резкого падения давления. Вначале отложения в трубе носят островной характер, затем образуется сплошное кольцо отложений, на которое наслаиваются новые слои. Для предупреждения отложений из карбоната кальция применяют полифосфатную обработку воды или поддерживают значение рН примерно 6,5—7,5. Такие меры обеспечивают стабильность воды.

Небольшие добавки в геотермальную воду полифосфатов, в частности гексаметафосфата натрия (ГМФН) в количестве 1—3 мг/л в пересчете на P_2O_5 , препятствуют осаждению карбоната кальция. Предотвращение карбонатных отложений объясняют образованием на микрокристаллах $CaCO_3$ адсорбционной пленки метафосфатных соединений, которая затрудняет рост микрокристаллов и влияет на процесс кристаллизации. Эффективность применения фосфатирования воды определяется на основании предварительных испытаний. Дозу ГМФН необходимо в процессе эксплуатации уточнять. Хорошие результаты дает комбинированное применение полифосфатных соединений и силиката натрия.

Глубокая дегазация термальных вод во многом позволит решить проблемы солеотложения и коррозии (рис. 1.15). Из скважины вода поступает в вакуумный дегазатор и далее в накопительный бак. Накопительный бак одновременно является отстойником для минерального шлама, выпадающего из воды после дегазации. На схеме показаны две параллельные линии: когда одна линия работает, вторая очищается от накопившегося шлама. Вода из накопительного бака направляется в теплообменник, где она передает тепло пресной умягченной воде, которая в последствии направляется в систему теплоснабжения. Отработанная термальная вода направляется на сброс на поверхность, а при наличии в ней компонентов препятствующих такому сбросу закачивается обратно в пласт.

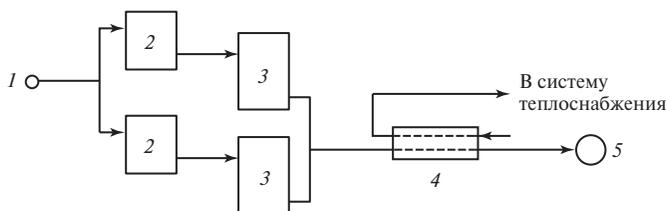


Рис. 1.15. Схема подготовки термальных вод, склонных к солеотложению:

1 — добычная скважина; 2 — вакуумный дегазатор; 3 — накопительный бак; 4 — теплообменник; 5 — нагнетательная скважина

Упрощенный вариант этого метода в течение ряда лет применялся на Кизлярском месторождении термальных вод. Термальная вода температурой 100 °С поступала в бак вместимостью 10 м³, где вследствие снижения давления от устьевого до атмосферного происходила резкая дегазация геотермального раствора и сдвиг карбонатного равновесия в сторону образования СаСО₃. Для облегчения выделения СаСО₃ и интенсификации процесса кристаллизации внутрь бака были вставлены деревянные решетки. Практически весь карбонат кальция выделялся на стенках бака и решетках. Через 15—20 дней воду переключали на другой бак. Заросшие бак и решетки вручную очищались и подготавливались к новому циклу. Такой метод снятия карбоната кальция связан с некоторой потерей (и так малого) температурного потенциала термальной воды.

Для предотвращения коррозии и солеотложений в системах геотермального теплоснабжения можно использовать эффективный реагент ОЭДФК (оксидэтилидендифосфоновая кислота), обладающий длительным антикоррозионным и антинакипным действием пассивации поверхности, которое объясняется образованием на ней прочно сцепленного с поверхностью и плохо смываемого слоя комплексона [67]. Восстановление пассивирующего слоя ОЭДФК осуществляется путем периодического импульсного ввода раствора реагента в термальную воду у устья добычной скважины. Недостатком всех реагентных методов является то, что их осуществление требует создания специальных сооружений для хранения и дозирования реагента, контроля за его действием, квалифицированного обслуживающего персонала и т.д.

Значительное снижение солеотложения достигается при ультразвуковой обработке геотермальной воды. Наибольший эффект достигается при сочетании ультразвука с магнитной обработкой воды. Под действием ультразвука кристаллы образуются не на поверхности металла, а в толще воды и в дальнейшем переходят в шлам. Ультразвуковые установки были испытаны на Кизлярском и Тернаирском геотермальных месторождениях. Отложения солей не обнаружены ни в одном из узлов, что подтверждает высокую эффективность метода. Эффективность метода зависит от конструкции устройства ввода акустических волн в систему, акустического контакта между вибраторами и устройством ввода, а также мощности акустического поля. Введение ультразвука в систему перпендикулярно к поверхности осаждения или в жидкость неэффективно, так как теряется 90—95 % акустической энергии. Эффективность акустической энергии проявляется при ее распространении вдоль границы «подложка — отложение».

Магнитная обработка является наиболее простым способом ограничения солеотложения. Принцип метода заключается в том, что под действием магнитного поля ферромагнитные примеси воды укрупняются и адсорбируют на своей поверхности карбонатные кристаллы, в результате чего образование твердой фазы CaCO_3 происходит в толще воды, а не на поверхности нагрева. Шлам, образующийся при магнитной обработке, является мелкодисперсным (основная масса частиц имеет диаметр менее 0,5 мкм) и быстро не укрупняется. Магнитная технология воздействия на теплоноситель является безреагентным методом борьбы с накипью и отложениями, одновременно обеспечивающая также изменение свойств воды для интенсификации процессов водоподготовки. Широкое распространение в теплоэнергетике магнитной технологии обусловлено сравнительной простотой применяемых аппаратов, минимальными требованиями по их обслуживанию, небольшими эксплуатационными затратами и экологической безопасностью технологии [62]. Для магнитной обработки воды применяют специальные гидромагнитные аппараты с постоянными магнитами или электромагнитами. При этом они генерируют магнитное поле, воздействующее на воду, протекающую в рабочем канале аппарата. Магнитные аппараты могут иметь как внутреннее, так и наружное (относительно рабочего канала) расположение намагничивающей системы. При невысоких расходах обрабатываемой воды наибольшее распространение получили аппараты с постоянными магнитами из феррито-бариевых сплавов и с электромагнитами на общем сердечнике. Гидромагнитные аппараты с электромагнитами применяют при большом расходе теплоносителя в системах теплоснабжения, а также на водогрейных котельных, где основной загрязняющей компонентой являются окислы железа.

На рис. 1.16 показано устройство для магнитной обработки воды, успешно применяемое на ряде промышленных предприятий. Стальной сердечник 3 с навитыми на него катушками помещен в трубу 5 из немагнитного материала (коррозионно-стойкая сталь). Один конец трубы заглушен, через другой выведены два электрода для подсоединения

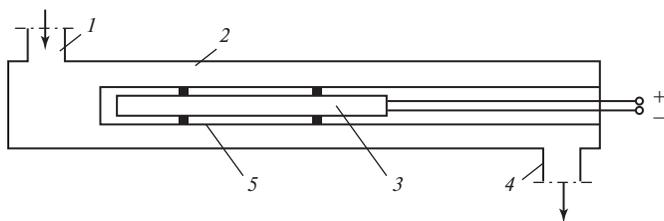


Рис. 1.16. Устройство для магнитной обработки воды

нения источника постоянного тока напряжением 90—110 В. Устройство монтируется вертикально, вода в него поступает через патрубок 1, протекает через кольцевое пространство между корпусом 2 и внутренней трубой со скоростью 1—1,5 м/с и уходит через патрубок 4. Количество обрабатываемой воды составляет примерно $7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, потребляемая мощность около 350 Вт.

К наиболее перспективным гидромагнитным системам следует отнести аппараты-фильтры с объемной обработкой воды в магнитном поле. Корпус фильтра изготавливается из проводящего магнитный поток материала. Вода проходит фильтр сверху вниз для обезжелезивания и получения крупных коллоидных частиц. Магнитное поле создается постоянными магнитами или электромагнитами постоянного тока, установленными с внешней стороны корпуса. Внутренняя часть гидромагнитного аппарата формируется массой засыпки, состоящей из однородных элементов, имеющих ферромагнитные свойства.

Необходимо отметить, что не существует универсального метода борьбы с отложением солей. Используя некоторые реагенты, можно предотвратить карбонатные либо сульфатные или сульфидные отложения, но практически невозможно подобрать комплекс ингибиторов на все кольтирующие соединения.

Серьезные трудности возникают и при эксплуатации одноконтурных ГеоЭС на перегретом геотермальном паре. В геотермальном паре, как правило, содержится в достаточно больших количествах двуокись углерода и сероводород, которые вызывают интенсивную коррозию конструкционных материалов оборудования геотермальных энергоблоков. Одной из проблем эксплуатации геотермальных энергоблоков является занос проходных сечений рабочего тракта солеотложениями. Наиболее часто на поверхности металлических элементов ГеоЭС образуются отложения кремниевой кислоты и карбоната кальция. Интенсивность образования солеотложений в геотермальных энергоблоках зависит от термодинамических параметров теплоносителя. Значительные солеотложения имеют место там, где происходит резкое падение температуры и давления среды. Для турбины, как наиболее сложного и ответственного элемента энергоустановки, разрушительное воздействие геотермального теплоносителя особенно опасно. Основные причины аварий турбин ГеоЭС — разрушение рабочих лопаток и отложения солей в проточной части. Снижение коррозии металла оборудования рабочего тракта ГеоЭС может осуществляться подбором коррозионно-стойких металлов, коррекционной обработкой теплоносителя, удалением из рабочего тела неконденсирующихся агрессивных газов (CO_2 , H_2S), нанесе-

нием специального покрытия, напылением, упрочением верхнего слоя и т.п.

В 2001 г. на Верхне-Мутновской ГеоЭС были проведены экспериментальные исследования по защите металла оборудования от коррозии и его отмывки от солеотложений с использованием поверхностно-активного вещества — октадециламина (ОДА). Исследования показали, что периодическое дозирование ОДА в пароводяную смесь позволяет эффективно не только защищать металл от коррозии, но и удалять отложения солей и продуктов коррозии в системе подготовки пара, турбине, в скважинах закачки конденсата и сепарата [35].

1.6.5. Теплообменные аппараты

Теплообменным аппаратом называется устройство, в котором осуществляется процесс передачи тепла от одного теплоносителя к другому. Такие аппараты многочисленны и по своему технологическому назначению и конструктивному оформлению весьма разнообразны. По принципу действия теплообменные аппараты (теплообменники) могут быть разделены на рекуперативные, регенеративные и смешительные.

Рекуперативными называют такие аппараты, в которых тепло от горячего теплоносителя к холодному передается через разделяющую их стенку. Примером таких аппаратов являются паровые котлы, подогреватели и конденсаторы.

Регенеративными называют такие аппараты, в которых одна и та же поверхность нагрева омывается то горячим, то холодным теплоносителем. При протекании горячей жидкости стенки аппарата нагреваются и в них аккумулируется тепло, которое затем воспринимается холодной жидкостью.

В **смесительных** аппаратах процесс теплопередачи происходит путем непосредственного соприкосновения и смещения горячего и холодного теплоносителей. В этом случае теплопередача протекает одновременно с материальным обменом.

В системах геотермального теплоснабжения в основном используются кожухотрубные и пластинчатые теплообменные аппараты. В кожухотрубных подогревателях основными конструктивными элементами являются цилиндрический корпус и пучок гладких трубок, размещаемый внутри корпуса. Нагреваемый теплоноситель протекает внутри трубок, греющий — в межтрубном пространстве корпуса. Подогреватели, в которых греющая и нагреваемая среды движутся навстречу друг другу, называются *противоточными теплообменниками*. Они эффективнее прямоточных, так как обеспечивают большую среднюю разность температур и позволяют поднять температуру нагреваемой среды до более высокого значения. Кожухотрубные

теплообменники выпускают разъемными, что позволяет собирать их с различным числом однотипных секций. Основным элементом теплообменника является корпус из стальной бесшовной трубы. Внутри корпуса расположены трубки из латуни диаметром 16×1 мм, вальцованные двумя концами в глухие фланцы. Корпусы теплообменников длиной 2 и 4 м имеют наружные диаметры от 57 до 530 мм, число трубок от 4 до 450. Подогреватели рассчитаны на рабочее давление 1 МПа.

Основным конструктивным элементом пластинчатых теплообменников является гофрированная пластина. Пластины располагают параллельно друг другу, между поверхностями двух смежных пластин создаются небольшие зазоры щелевидной формы, по которым движутся потоки греющей и нагреваемой сред.

На термоводозаборе из двух и более скважин, термальная вода из скважин направляется в сборный бак-аккумулятор, который одновременно является смесительным теплообменником. Тогда средневзвешенную температуру термоводозабора следует определять по формуле

$$t_{\text{ср.вз}} = \frac{t_1 G_1 + t_2 G_2 + \dots + t_n G_n}{G_1 + G_2 + \dots + G_n}, \quad (1.50)$$

где t_1, t_2, \dots, t_n — температуры воды на устьях скважин, °С; G_1, G_2, \dots, G_n — массовые дебиты геотермальных скважин, кг/с.

Задачей теплового расчета рекуперативного теплообменного аппарата является определение необходимой площади поверхности нагрева при заданной тепловой производительности, конструкции и известных температурах греющей и нагреваемой сред на входе в теплообменник и на выходе из него.

Основные характеристики теплообменного аппарата определяются исходя из уравнения теплового баланса

$$Q = c_{p1} G_1 (t'_1 - t''_1) = c_{p2} G_2 (t''_2 - t'_2), \quad (1.51)$$

или

$$Q = G_1 (i'_1 - i''_1) = G_2 (i''_2 - i'_2), \quad (1.52)$$

где Q — количество передаваемой в теплообменнике теплоты (теплопроизводительность), Вт; $c_{p1}, G_1, t'_1, t''_1, i'_1, i''_1$ — соответственно средняя теплоемкость, массовый расход, входная и выходная температуры и удельные энтальпии горячего теплоносителя; $c_{p2}, G_2, t'_2, t''_2, i'_2, i''_2$ — то же, для холодного теплоносителя (c_p — Дж/кг·°С; G — кг/с; t — °С; i — Дж/кг).

Уравнение (1.51) можно применять только при отсутствии фазовых превращений (кипения, конденсации) одного или обоих теплоносителей в теплообменном аппарате, а уравнение (1.52) — для всех случаев теплообмена при наличии или отсутствии фазовых превращений жидкости.

Площадь поверхности нагрева определяется по формуле

$$F = \frac{Q}{k\Delta t_{\text{cp}}}, \quad (1.53)$$

где k — коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С); Δt_{cp} — средняя разность температур греющего и нагреваемого теплоносителей, °С.

Изменение температур теплоносителей при их движении вдоль поверхности нагрева происходит нелинейно. Учитывая это, среднюю разность температур следует определять по логарифмической формуле

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}}}, \quad (1.54)$$

где $\Delta t_{\text{б}}$ — бóльшая разность температур греющей и нагреваемой жидкостей; $\Delta t_{\text{м}}$ — меньшая разность температур.

Коэффициент теплопередачи можно определить по формуле

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (1.55)$$

где α_1 — коэффициент теплоотдачи от греющего теплоносителя к стенке трубки, Вт/(м²·°С); α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки трубки к нагреваемой воде, Вт/(м²·°С); δ — толщина стенки трубки, м; λ — теплопроводность материала стенки, Вт/(м·°С).

На теплоотдачу от греющей воды к стенке трубки и от стенки трубки к нагреваемой воде в подогревателях оказывают влияние режим движения жидкости (скорость) и физические характеристики воды (теплоемкость, теплопроводность, вязкость, плотность), зависящие от ее температуры.

При турбулентном движении воды, обычно наблюдающимся в скоростных паро- и водоводяных подогревателях, происходит перемешивание слоев воды и одновременно интенсивный перенос тепла, так как горячие слои воды перемешиваются с более холодными в процессе вынужденной конвекции. Однако из-за шероховатости стенок трубок скорость движения воды вблизи них мала и поэтому обра-

зуются так называемый пограничный слой воды, где движение происходит при ламинарном режиме. Пограничный ламинарный слой представляет собой значительное термическое сопротивление на пути теплового потока: чем больше скорость движения воды, тем меньше толщина пограничного слоя, следовательно, тем эффективнее теплоотдача. Таким образом, коэффициент теплоотдачи зависит от числа Рейнольдса (Re), характеризующего режим движения воды. Толщина пограничного ламинарного слоя зависит также от физических свойств жидкости, характеризуемых критерием Прандтля (Pr). Значение критерия Прандтля для воды зависит от ее температуры.

Коэффициент теплоотдачи при вынужденной конвекции определяют по критерию Нуссельта (Nu)

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,4}. \quad (1.56)$$

Значения физических параметров воды, входящих в выражения критериев

$$Nu = \frac{\alpha d}{\lambda}; \quad Re = \frac{wd}{\nu}; \quad Pr = \frac{\nu}{a},$$

принимают при средней температуре воды в пределах подогревателя.

Коэффициент теплоотдачи вычисляется по формуле

$$\alpha = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,4} \frac{\lambda}{d}, \quad (1.57)$$

где λ — теплопроводность воды, Вт/м · °С; a — температуропроводность воды, м²/с; ν — кинематическая вязкость воды, м²/с; w — скорость движения воды, м/с; d — внутренний диаметр трубки или эквивалентный диаметр межтрубного пространства, м.

Эквивалентный диаметр межтрубного пространства определяется по формуле

$$d_э = \frac{d_к^2 - nd_т^2}{d_к + nd_т}, \quad (1.58)$$

где $d_к$ — внутренний диаметр корпуса подогревателя, м; $d_т$ — наружный диаметр трубки, м; n — число трубок.

Определение затрат мощности на преодоление гидравлического сопротивления является важной задачей поверочных расчетов теплообменных аппаратов. При движении жидкости всегда возникают силы сопротивления этому движению. Поэтому при проектировании теплообменного аппарата нужно вычислить не только площадь поверхности теплообмена, но и гидравлические сопротивления, которые будут определять затраты энергии на привод насоса, прокачивающего жидкость через аппарат.

Гидравлические сопротивления, как и коэффициент теплопередачи, зависят от скорости движения жидкостей в аппарате. С увеличением скорости возрастает коэффициент теплоотдачи, что приводит к уменьшению площади поверхности теплообмена, но одновременно увеличивается гидравлическое сопротивление, что обуславливает возрастание затрат энергии на обеспечение движения жидкостей в теплообменном аппарате. В связи с этим скорости жидкостей в аппаратах следует выбирать в оптимальных пределах, исходя из стоимостей теплообменного аппарата и энергии на привод насоса.

Полное гидравлическое сопротивление аппарата при движении жидкости через теплообменный аппарат можно определить

$$\Delta P = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{у}}, \quad (1.59)$$

где $\Delta P_{\text{тр}}$ — сопротивления трения; $\Delta P_{\text{м}}$ — местные сопротивления; $\Delta P_{\text{у}}$ — гидравлические сопротивления, обусловленные ускорением потока вследствие неизотермичности процесса теплообмена.

При турбулентном неизотермическом течении жидкости в трубах и каналах гидравлические сопротивления, Па, имеют вид

$$\Delta P_{\text{тр}} = \xi \frac{l}{d_3} \rho \frac{w^2}{2}, \quad (1.60)$$

где ξ — безразмерный коэффициент сопротивления трения; l — длина канала, м; d_3 — эквивалентный диаметр, м; ρ — плотность теплоносителя при определенной температуре, кг/м³; w — скорость движения теплоносителя, м/с.

Коэффициент сопротивления трения зависит от режима течения теплоносителя, чистоты поверхности и направления теплового потока. Для турбулентного режима при высоте выступов шероховатости меньше толщины пограничного слоя коэффициент вычисляется по формуле

$$\xi = \frac{0,3164}{\text{Re}_{\text{пот}}^{0,25}} \left(\frac{\text{Pr}_{\text{ст}}}{\text{Pr}_{\text{пот}}} \right)^{1/3}. \quad (1.61)$$

Местные сопротивления в теплообменном аппарате складываются из сопротивлений, возникающих в связи с изменением площади сечения канала, изменением направления потока, обтеканием препятствий:

$$\Delta P_{\text{м}} = \xi_{\text{м}} \rho \frac{w^2}{2}. \quad (1.62)$$

Коэффициент местных сопротивлений $\xi_{\text{м}}$ зависит от вида препятствия, деформирующего поток. Значения коэффициентов местных сопротивлений приводятся в специальной и справочной литературе.

Гидравлическое сопротивление, вызванное изменением скорости жидкости вдоль поверхности теплообмена вследствие изменения температуры жидкости при постоянной площади сечения канала имеет вид

$$\Delta P_y = \rho_2 \frac{w_2^2}{2} - \rho_1 \frac{w_1^2}{2}, \quad (1.63)$$

где w_1 и w_2 — скорости соответственно во входном и выходном сечениях канала; ρ_1 и ρ_2 — плотности жидкостей во входном и выходном сечениях.

Мощность насоса, необходимая для подачи жидкости через теплообменный аппарат, Вт:

$$N = \frac{m \Delta P}{\rho \eta}, \quad (1.64)$$

где m — массовый расход теплоносителя, кг/с; ΔP — полное гидравлическое сопротивление аппарата, Па; ρ — плотность теплоносителя, кг/м³; η — КПД насоса.

В результате выполнения тепловых гидродинамических расчетов находят наиболее выгодное соотношение между затратами на сооружение теплообменного аппарата, которые в основном зависят от площади поверхности теплообмена, и расходами энергии на его обслуживание.

Практика эксплуатации геотермальных систем показывает, что применение во вторичном контуре как кожухотрубных, так и пластинчатых теплообменников связано с большими трудностями. Эффективность работы таких теплообменников со временем снижается, они часто выходят из строя, требуется периодическая их чистка от продуктов солеотложения и коррозии. Это приводит к значительным дополнительным затратам и частой остановке геотермальных скважин, что снижает рентабельность геотермального производства. В большинстве случаев срок эксплуатации теплообменников не превышает 1—2 года.

1.6.6. Геотермальная скважина

Способы извлечения теплоносителя при разработке геотермальных месторождений подразделяют на фонтанный, насосный и циркуляционный.

Наиболее простым и распространенным является *фонтанный* способ с самоизливом геотермального флюида за счет упругой энергии эксплуатируемого коллектора. В настоящее время на всех эксплуатируемых месторождениях в России в основном используется фонтанный способ.

При первоначально недостаточном давлении для фонтанирования геотермальной скважины или при постепенном понижении давления вблизи скважины в процессе эксплуатации используется **насосный** способ откачки с погруженными в скважины насосами.

Во избежание падения дебита скважин и захоронения отработанных вод, содержащих вредные для окружающей среды компоненты, применяют **циркуляционный** способ с нагнетанием в коллектор отработанного теплоносителя.

Накопленный опыт разработки гидрогеотермальных месторождений относится главным образом к фонтанному извлечению высоконапорных термальных вод одиночными скважинами чаще всего хаотично расположенными на месторождении. При такой технологии масштабы освоения геотермальной энергии незначительны. Масштабное освоение геотермальных ресурсов неизбежно приведет к усложнению технологии, разработке высокопроизводительных конструкций скважин, необходимости принудительной насосной откачки, стимуляции гидротермальных коллекторов с низкой проницаемостью, широкому использованию гидрогеотермальных циркуляционных систем (ГЦС) и систем извлечения тепловой энергии горячих горных пород.

Конструкции геотермальных скважин не имеют принципиальных отличий от нефтяных и газовых. В зависимости от горно-геологических условий (прочности пород, пластовых давлений, проницаемости), глубины и конечного диаметра скважины могут быть одно-, двух- и трехколонными. До глубин 3—4 тыс. м характерна двухколонная конструкция, при глубинах 5—6 тыс. м обычно устраивают трех- или четырехколонную конструкцию.

Обсадные колонны, опускаемые в скважину, выполняют следующие функции: **направление** — для предупреждения обрушения или размыва горных пород вокруг устья скважины; **кондуктор** — для крепления верхних неустойчивых пород, изоляции грунтовых вод, предотвращения перетоков, установки противовыбросового оборудования и подвески последующих колонн; **промежуточные колонны** — для перекрытия интервалов с различными характеристиками пород разреза.

Направление (рис. 1.17) диаметром 630 мм опущено на глубину 10 м от устья, кондуктор диаметром 473 мм в двухколонной скважине — на глубину 650 м, в трехколонной — на глубину 500 м. Глубины двух- и трехколонной скважин составляют 3500 и 5500 м.

Дебит нефтяных скважин изменяется в широких пределах и в среднем составляет несколько тонн в час. Для получения сопоставимой энергопродукции геотермальные скважины в зависимости от температуры теплоносителя должны иметь дебит от 200 до 600 м³/ч.

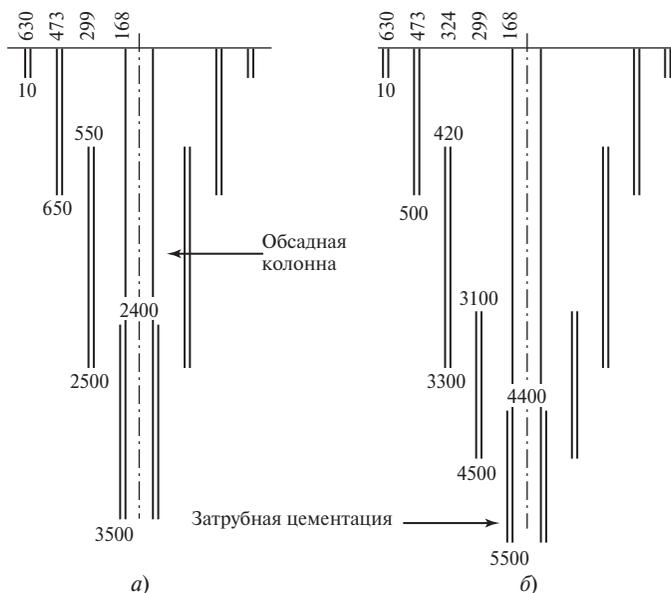


Рис. 1.17. Конструкции геотермальных скважин:

a — двухколонной; *б* — трехколонной

Оптимальный диаметр геотермальной скважины определяется минимальными удельными затратами на строительство и зависит от глубины скважины и ее дебита. При постоянном дебите с увеличением глубины оптимальный диаметр уменьшается и, наоборот, при постоянной глубине с увеличением дебита значение оптимального диаметра увеличивается. Определение оптимального диаметра геотермальной скважины является наиболее ответственной задачей при проектировании геотермальных систем, так как затраты на ее строительство достигают 60—90 % общих на геотермальную энергетическую систему.

Задача вскрытия пласта в скважине — создание надежного сообщения пласта со стволом, обеспечивающего движение геотермального флюида на земную поверхность. Обычно скважину после завершения бурения крепят обсадной колонной с цементацией затрубного пространства. Исключение составляют случаи, когда пласт оставляют не перекрытым колонной или перекрывают фильтром. В первом случае обычно вскрывают пласты большой толщины, сложенными прочными породами, во втором случае — пласты из высокопроницаемых, плохо консолидированных (пескующих) пород. Для вскрытия пласта используют кумулятивные, реже пулевые перфораторы, являющиеся важнейшим элементом освоения скважины. Перфораторы

пробивают отверстия в обсадной колонне, цементном кольце и в горной породе. Глубина пробития отверстия в горной породе достигает до 100 мм. Плотность перфорации 8—12 отверстий на метр, диаметр канала, пробиваемого в обсадной колонне составляет примерно 14 мм.

1.6.7. Горизонтальная скважина

Улучшения технико-экономических показателей геотермального производства можно достичь при получении больших дебитов единичных скважин. Одним из путей интенсификации добычи термальной воды является создание дополнительных каналов в пласте для значительного увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования. Это достигается созданием горизонтального ствола, который расходится на сотни метров в пласте. Такое вскрытие продуктивного пласта позволяет в десятки раз увеличить полезную протяженность ствола в пласте и многократно повысить производительность скважины.

В настоящее время накоплен большой опыт бурения горизонтальных скважин при добыче нефти. За счет продольного вскрытия пласта повышается гидродинамическое совершенство скважины. Практика эксплуатации горизонтальных скважин показывает, что производительность их в десятки раз выше производительности обычных вертикальных скважин. Бурение горизонтальных скважин характеризуется замедлением темпа углубления ствола и удорожанием работ. Опыт бурения показывает, что стоимость 1 м прохода горизонтального ствола примерно на 20—40 % выше стоимости бурения 1 м обычных скважин. Вследствие увеличения протяженности скважины за счет удлинения ствола в продуктивном пласте, роста накладываемых на технологию бурения скважин ограничений, а также усложнения буровых и геофизических работ стоимость и продолжительность бурения горизонтальных скважин выше, чем у обычных скважин. Однако ввиду значительного увеличения производительности скважин, бурение горизонтальных скважин экономически выгодно с точки зрения конечной цели строительства скважин. Экономическая эффективность при горизонтальном вскрытии продуктивных пластов достигается в результате получения заданного уровня добычи при значительно меньшем числе скважин. Сопоставление динамики изменения стоимости скважин с динамикой роста их дебита показывает, что производительность горизонтальных скважин возрастает более интенсивно, чем их стоимость.

На рис. 1.18 приведена технологическая схема горизонтальной скважины.

Основными параметрами, влияющими на стоимость горизонтальной скважины, являются ее диаметр и протяженность горизонтального ствола в продуктивном пласте. С увеличением длины горизон-

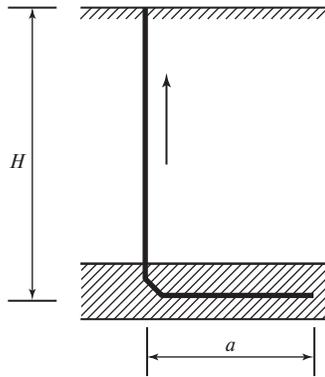


Рис. 1.18. Технологическая схема горизонтальной скважины:
 H — глубина, м; a — протяженность горизонтального ствола

тального ствола увеличивается зона дренирования и дебит скважины, что приводит к необходимости увеличения диаметра скважины для пропуска такого дебита. Увеличение диаметра приводит к резкому возрастанию капитальных затрат на строительство скважины. В этих условиях возникает задача определения оптимальных значений диаметра скважины и длины горизонтального ствола.

Наиболее реальными являются длины горизонтальных стволов до 500 м, более протяженные стволы трудно реализовать из-за сложностей технико-технологического характера.

1.6.8. Геотермальная циркуляционная система

Главными причинами низких темпов освоения выявленных геотермальных ресурсов являются применение фонтанного способа эксплуатации, который используют лишь в небольшом числе случаев, и проблема экологически безопасного сброса отработанных минерализованных вод. В настоящее время используют только месторождения пресных и слабоминерализованных термальных вод, составляющих несравнимо малую часть разведанных их общих запасов. Кроме того, из-за повышенных экологических требований, простаивает значительное количество готовых к эксплуатации скважин с высокоминерализованными термальными водами. Дальнейшее освоение геотермальной энергии связано с использованием технологий геотермальных циркуляционных систем, позволяющих интенсифицировать процесс добычи, повысить степень извлечения из недр тепловых ресурсов, а также решить проблему экологически безопасного сброса отработанных теплоносителей.

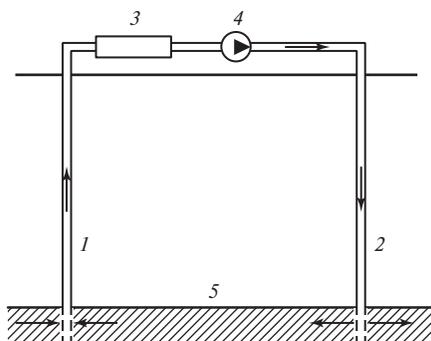


Рис. 1.19. Геотермальная циркуляционная система:

1 — добычная скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — потребитель тепла; 4 — нагнетательный насос; 5 — эксплуатируемый термоводоносный горизонт

На рис. 1.19 приведена принципиальная технологическая схема геотермальной циркуляционной системы.

Циркуляционные системы предполагают извлечение термальной воды на поверхность, отбор тепла из нее и обратную закачку воды в пласт. Циркуляция теплоносителя происходит по контуру «добычная скважина — коммуникации потребителя тепла — насос — нагнетательная скважина — пласт — добычная скважина». Такой метод резко повышает потенциальную роль ресурсов глубинного тепла Земли в топливно-энергетическом балансе, так как извлекается практически все тепло подземных вод, а также часть тепла водовмещающих горных пород. Кроме того, циркуляционный метод позволяет получить дополнительный технико-экономический эффект за счет поддержания давлений в пластах, в результате чего может быть существенно увеличена производительность скважин при обеспечении длительного их фонтанирования. Экономический потенциал геотермальных ресурсов России при традиционной фонтанной эксплуатации составляет 50,1 млн т у.т/год, а при ГЦС-технологии их извлечения — 114,9 млн т у.т/год.

Негативной стороной ГЦС является ее высокая капиталоемкость, обусловленная необходимостью бурения дорогостоящих нагнетательных скважин, их невысокой приемистостью, ухудшением этого параметра во времени и большими энергозатратами на закачку воды. Обратная закачка термальной воды в пласт с поддержанием пластового давления в 2—3 раза дороже фонтанной эксплуатации. Кроме того, закачка отработанных вод приводит к постепенному охлаждению пласта и снижению со временем теплового потенциала термальной воды. Время эксплуатации ГЦС состоит из двух фаз, различающихся характером изменения температуры теплоносителя на

выходе из коллектора. В первой фазе работы температура на выходе из подземного коллектора равна температуре пород, через которую движется теплоноситель. Вторая фаза начинается с момента снижения температуры теплоносителя относительно начальной температуры пород и оканчивается временем, по истечении которого температура теплоносителя на выходе из коллектора становится близкой температуре закачиваемого в нагнетательную скважину теплоносителя. Поэтому расстояние между добычной и нагнетательной скважинами определяется на основе теплофизических расчетов нестационарных процессов охлаждения пласта по заданной температуре теплоносителя на конец расчетного времени.

В течение ряда лет в режиме ГЦС эксплуатировалось Ханкальское месторождение термальных вод в пригороде г. Грозного. Термальные воды этого месторождения использовались для отопления теплично-парникового хозяйства комбината «Тепличный». Ежедневно закачивались через сеть нагнетательных скважин до 5000 м³ отработанной термальной воды, что привело к увеличению отбора термальных вод более чем вдвое. Опыт непрерывной эксплуатации (1981—1990 гг.) показал надежную работу и экономическую эффективность ГЦС при закачке слабоминерализованных вод в высокопроницаемые горизонты. В последние годы в режиме ГЦС эксплуатируются Тернаирское и Кизлярское месторождения термальных вод в Дагестане.

Основным недостатком ГЦС является принудительный характер закачки. Это связано с большими капитальными вложениями и эксплуатационными затратами насосных станций, хозяйства водоподготовки, коммунальных объектов, обусловленных наличием обслуживающего персонала. При современном состоянии вопроса борьбы с коррозией и солеотложениями, эксплуатация такого сложного хозяйства как насосная станция затруднена.

Давление нагнетания Δp в циркуляционном контуре ГЦС определяется из следующего выражения

$$\Delta p = \Delta p_{\text{н}} + \Delta p_{\text{д}} + \Delta p_{\text{н.к}} + \Delta p_{\text{ф}} + (\rho_{\text{д}} - \rho_{\text{н}})gH, \quad (1.65)$$

где $\Delta p_{\text{н}}$, $\Delta p_{\text{д}}$, $\Delta p_{\text{н.к}}$ — соответственно гидравлические потери давления в нагнетательной и добычной скважинах и наземных коммуникациях, Па; $\Delta p_{\text{ф}}$ — фильтрационные потери давления в пласте, Па; $\rho_{\text{д}}$, $\rho_{\text{н}}$ — соответственно плотность термальной воды в добычной и нагнетательной скважинах, кг/м³; H — глубина скважины, м; g — ускорение свободного падения, м/с².

Гидравлические и фильтрационные потери давления определяются по формулам

$$\Delta p_{\Gamma} = \Delta p_{\text{н}} + \Delta p_{\text{д}} + \Delta p_{\text{н.к}} = \frac{8G^2}{\pi^2} \left[\frac{\lambda_{\text{н}}}{d_{\text{н}}^5 \rho_{\text{н}}} H + \frac{\lambda_{\text{д}}}{d_{\text{д}}^5 \rho_{\text{д}}} (H + R) \right]; \quad (1.66)$$

$$\Delta p_{\Phi} = \frac{G\mu}{2\pi kh\rho_{\text{н}}} \ln \frac{L^2}{d_{\text{н}} d_{\text{д}}}, \quad (1.67)$$

где G — дебит циркуляционной системы, кг/с; $\lambda_{\text{н}}$, $\lambda_{\text{д}}$ — коэффициенты гидравлических потерь для нагнетательной и добычной скважин; $d_{\text{д}}$, $d_{\text{н}}$ — внутренние диаметры добычной и нагнетательной скважин, м; H — глубина скважин, м; $L = 2R$; R — расстояние между нагнетательной и добычной скважинами), м; μ — динамическая вязкость закачиваемой воды, Па · с; k — проницаемость пласта, м²; h — мощность пласта, м.

Расстояние между нагнетательной и добычной скважинами определяется по формуле

$$R = \left(\frac{3C_{\text{в}} G \tau}{\pi C_0 \rho_{\text{н}} h} \right)^{0,5}, \quad (1.68)$$

где τ — время эксплуатации скважин, с; C_0 — теплоемкость пласта, кДж/кг · К; $C_{\text{в}}$ — теплоемкость воды в пласте.

Существенным недостатком ГЦС является низкая приемистость нагнетательной скважины, как правило, еще больше снижающаяся по мере эксплуатации системы. Поэтому необходимо использовать методы искусственного увеличения гидродинамических характеристик пласта (гидравлический разрыв пласта, кислотную обработку призабойной зоны и т.п.).

1.6.9. Геотермальные циркуляционные системы с теплообменными аппаратами в скважинах

В настоящее время в системах геотермального теплоснабжения используются главным образом слабоминерализованные термальные воды, не требующие, как правило, дополнительной водоподготовки и разработки специального оборудования. Однако запасы таких вод не велики и в ближайшее время могут оказаться близкими к исчерпанию — во многих случаях наблюдается падение дебитов добычных скважин. Широкое использование среднепотенциальной геотермальной энергии, в первую очередь, связано с освоением

минерализованных геотермальных вод, составляющих большую часть существующих запасов. Однако содержание в них значительного количества растворенных солей и газов обуславливает их высокую коррозионную активность и склонность к солеотложению, вследствие чего одной из основных проблем при использовании вод такого качества является разработка методов борьбы с коррозией и солеотложением.

Для предотвращения коррозионного воздействия термальной минерализованной воды на отопительные системы применяют двухконтурные схемы теплоснабжения, где в первом контуре циркулирует термальная вода, а во втором — пресная водопродовная вода. Если применяют двухконтурную систему, то основным элементом является теплообменный аппарат, который изготавливают из легированных сталей и титана. Высокая стоимость таких металлов приводит к ухудшению технико-экономических показателей геотермальных систем теплоснабжения. Поэтому необходимо создание теплообменников на базе дешевых углеродистых сталей, способных противостоять коррозионному воздействию геотермальных рассолов, что возможно при защите металла коррозионно-стойкими покрытиями. Применение во вторичном контуре как кожухотрубных, так и пластинчатых теплообменников связано со значительными трудностями. Они часто выходят из строя из-за процессов коррозии и солеотложений.

Строительство новых геотермальных скважин с устройством теплообменников типа «труба в трубе» позволит решить проблемы, связанные с эксплуатацией обычных теплообменников.

Теплообменники типа «труба в трубе» проще в исполнении, надежны в эксплуатации, капитальные затраты, связанные с их производством, не превышают затрат по изготовлению кожухотрубных теплообменников. Для размещения внутрискважинного теплообменника скважину на глубину 150—200 м бурят с увеличенным диаметром и обсаживают колонной труб большого диаметра с последующей цементацией затрубного пространства. Далее скважину бурят с меньшим диаметром до подошвы эксплуатируемого водоносного пласта и также обсаживают соответствующей колонной труб от устья до забоя. В интервале с увеличенным диаметром спускают промежуточную колонну, не доходящую до подошвы теплообменника. Наружная колонна труб теплообменника одновременно выполняет функцию кондуктора, устанавливаемого для перекрытия неустойчивых верхних пород.

Технологическая схема добычи и утилизации теплового потенциала термальной воды, а также конструктивные особенности внутрискважинных теплообменников зависят от требований потребителя к температуре, качеству и количеству воды.

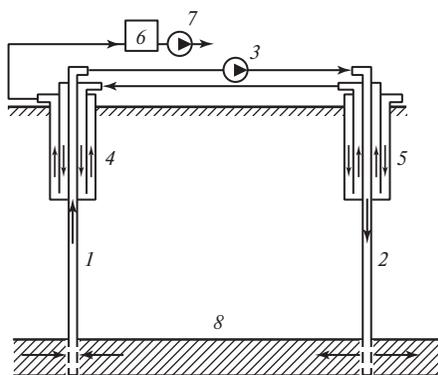


Рис. 1.20. Схема нагрева пресной воды теплообменниками типа «труба в трубе»:

1 — добычная скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — нагнетательный насос; 4, 5 — внутрискважинные теплообменники; 6 — теплоизолированный бак-аккумулятор нагретой воды; 7 — сетевой насос; 8 — водоносный пласт

На рис. 1.20 приведена принципиальная технологическая схема геотермальной циркуляционной системы с внутрискважинными теплообменниками. Пресная вода температурой 5—10 °С направляется к теплообменнику, устроенному в верхней части нагнетательной скважины, где нагревается до температуры 30—35 °С за счет остаточного тепла отработанной термальной воды. Далее пресная вода подводится к теплообменнику в добычной скважине, где догревается до температуры 60—65 °С. Нагретая вода после теплообменника поступает в теплоизолированный бак-аккумулятор, откуда с помощью насоса направляется на горячее водоснабжение. Такую ГЦС успешно можно использовать и для предварительного подогрева подпиточной воды.

Приведенная технологическая схема позволит:

- решить проблему охраны окружающей среды, так как термальная вода после передачи тепла пресной воде закачивается обратно в эксплуатируемый водоносный горизонт;
- продлить срок эксплуатации скважин за счет поддержания пластового давления;
- отобрать дополнительную тепловую энергию за счет ее снятия со скелета горной породы.

1.6.10. Извлечение петрогеотермальной энергии

Несмотря на то, что бассейны геотермальных вод занимают довольно значительную часть суши, их энергетические ресурсы намного меньше ресурсов тепла сухих горных пород. Поэтому геотермальная энергетика должна быть основана на отыскании эконо-

мичных способов извлечения тепла непосредственно из горных пород, и в том числе на стимулировании малопродуктивных бассейнов геотермальных вод.

Согласно прогнозу, выполненному Лос-Аламосской лабораторией США, в топливно-энергетическом балансе произойдут принципиальные изменения. Уголь вытеснит нефть и газ, а затем, по мере истощения его запасов, на первое место выйдут гидротермальные ресурсы, которые в будущем уступят место петрогеотермальным.

Первые опыты извлечения тепла из массива горячих скальных пород (Нью-Мексико, США) были выполнены с помощью гидравлического разрыва, повлекшего за собой образования системы трещин. Циркуляционная система включала в себя нагнетательную скважину, по которой закачивалась холодная вода, и эксплуатационную, которая выводила нагретый в трещинах теплоноситель. Такой эксперимент проводился и в нашей стране — в г. Тырнауз (Кабардино-Балкария). Гидроразрыв гранитного массива при давлении нагнетания 60 МПа был осуществлен на глубине 3,7 км, где температура достигает 200 °С. Вскоре из-за аварии в скважине эксперимент прекратили.

Основной проблемой искусственных геотермальных систем с сухими породами является достаточно интенсивное извлечение тепла. Чтобы извлечение энергии из сухих горячих пород было экономически выгодным и происходило достаточно интенсивно, необходимо в породе создать большую площадь теплоотдачи, а также обеспечивать закачку, циркуляцию и извлечение теплоносителя. Для эффективного функционирования искусственной циркуляционной системы необходимо создать внутри горной породы трещины в которых в течение длительного периода времени нагревалась закачиваемая вода.

Одним из возможных способов образования каналов с низким сопротивлением движению флюида и большой площадью новых поверхностей является гидравлический разрыв массива. Его достоинства заключаются в сравнительно низкой стоимости и хорошо освоенной технологии.

На рис. 1.21 приведена принципиальная технологическая схема системы извлечения геотермальной энергии из сухих горных пород.

Гидравлическая связь в такой системе обеспечивается за счет сближения боковых ветвей скважин методом наклонно-направленного бурения и последующим гидроразрывом на забоях скважин для образования соединительных зон дробления. Метод гидравлического разрыва хорошо известен из практики нефте- и газодобычи и используется для стимулирования добычи флюидов путем создания множества трещин в продуктивном горизонте, примыкающем к стволу скважины. Суть его состоит в том, что при закачивании в скважину воды под достаточно высоким давлением, превышающем горное дав-

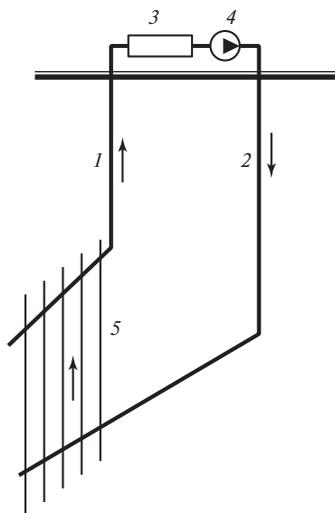


Рис. 1.21. Технологическая схема извлечения тепла горных пород:

1 — добычная скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — потребитель тепла; 4 — нагнетательный насос; 5 — трещины гидроразрыва

ление, вдоль нее образуются протяженные трещины. Гидравлическое давление будет действовать на породу, создавая в ней растягивающие напряжения, достаточные для образования трещин. Напряжение, требуемое для увеличения трещины, намного меньше напряжения, необходимого для ее образования. Поэтому, если вокруг скважины уже произошел разрыв, то нагнетание жидкости следует продолжать при пониженном давлении до тех пор, пока трещины не распространятся до требуемого радиуса. В зависимости от прочности пород для ее растрескивания давление на забое скважины должно 1,8—2,5 раза превышать гидростатическое давление. Например, для гидроразрыва пласта на глубине 2000 м необходимое забойное давление составит 360—500 кг/см², для чего насосный агрегат на поверхности должен развивать давление в 160—300 кг/см².

Для предотвращения смыкания трещин гидроразрыва при понижении давления во время эксплуатации применяется их крепление отсортированным кварцевым песком фракций 0,5—0,8 мм, который задавливается в трещины вязкой жидкостью. В карбонатных породах трещины обрабатывают соляной кислотой.

Циркуляция теплоносителя при извлечении тепла горных пород происходит по контуру «нагнетательная скважина — трещины гидроразрыва — добычная скважина — потребитель тепла — нагнетательный насос». Нагнетание холодной воды в горячий пласт и последующее ее нагревание в трещинах гидроразрыва будет сопровождаться

неравномерным термическим сжатием охлаждающихся пород. При определенных условиях это может вызвать дополнительное разрушение пород около трещин гидроразрыва, а постепенное распространение вторичных трещин на еще неохлажденные зоны массива будет расширять сферу активного извлечения тепла пород, что будет способствовать увеличению поверхности теплосъема и количества теплоты, которое передается жидкости, циркулирующей в системе трещин.

Гидравлический разрыв широко используется для стимулирования добычи нефти и газа. Трещины создаются в осадочных толщах из известняков и доломитов, обладающих существенной естественной проницаемостью. Механические свойства изверженных или метаморфических пород не сильно отличаются от свойств известняков и доломитов, а их низкая проницаемость приводит к снижению потерь продавливаемой жидкости, что должно способствовать созданию протяженных трещин.

Освоение технологии ГЦС с искусственными коллекторами открывает широкие возможности использования основной части огромных геотермальных ресурсов, что приведет к повышению экономической эффективности геотермальной энергетики. Важно отметить, что ГЦС можно создавать практически повсеместно. При этом устраняется один из таких основных факторов препятствующих использованию геотермальных теплоносителей, как несовпадение их месторождений и потребителей.

1.6.11. Геотермальные циркуляционные системы с наклонно направленными скважинами

Весьма перспективной является разработка месторождений геотермальными циркуляционными системами с наклонно направленными скважинами, которые разбуриваются с одной площади (рис. 1.22). Такие системы в течение долгого времени успешно эксплуатируются для теплоснабжения различных объектов в г. Мелуне, в 30 км севернее Парижа.

Наклонно направленное бурение обычно осуществляется при кустовом бурении с одной площади, а также в процессе многозабойного вскрытия пластов. Минимальное количество скважин в кусте — две. Устья наклонных скважин при кустовом бурении группируются на близком расстоянии друг от друга с общей ограниченной площади, что очень важно для снижения размеров отчуждаемой территории. При кустовом бурении значительно сокращаются строительные-монтажные работы, уменьшается протяженность дорог, водоводов, линий электропередачи и упрощается обслуживание эксплуатируемых скважин. Наклонные скважины увеличивают поверхность дренажа продуктивного пласта, что приводит к значительному увеличению дебитов. В зависимости от гидрогеотермических условий

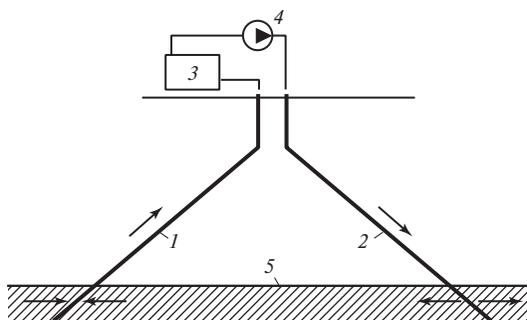


Рис. 1.22. Геотермальная циркуляционная система с наклонно направленными скважинами:

1, 2 — добычная и нагнетательная наклонные скважины; 3 — потребитель тепла; 4 — нагнетательный насос; 5 — эксплуатируемый пласт

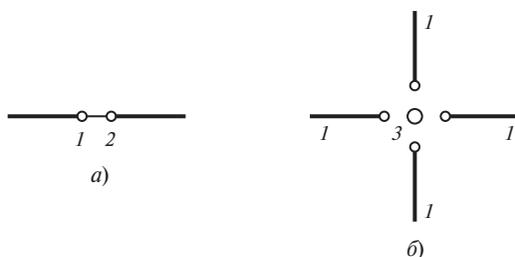


Рис. 1.23. Расположение скважин в кусте (вид сверху):

a — схема с двумя скважинами; *б* — схема с нагнетательной вертикальной скважиной, расположенной в центре куста; 1 — наклонная добычная скважина; 2 — наклонная нагнетательная скважина; 3 — вертикальная нагнетательная скважина большого диаметра

оптимальное число скважин в кусте колеблется от двух до шести. Характер расположения устьев скважин на кустовой площадке играет большую роль и при эксплуатации скважин. В целом кустовой способ бурения сокращает затраты на обустройство промысла, упрощает автоматизацию процессов добычи и использования геотермального флюида, а также способствует охране окружающей среды. На рис. 1.23 приведены схемы расположения скважин в кусте. Схема рис. 1.23, *a* соответствует рис. 1.22.

Прогрессивным методом повышения технико-экономической эффективности бурения скважин является многозабойное бурение, когда из основного ствола скважины проводят один или несколько дополнительных стволов, заменяющих собой скважины, которые могли быть пробурены для этих же целей непосредственно с земной поверхности. При многозабойном бурении скважин значительно увеличивается полезная протяженность скважин в продуктивном пласте

и соответственно зона дренирования, а также поверхность фильтрации. Разветвление скважин и горизонтальное бурение возникли на основе техники и технологии наклонно направленного бурения забойными двигателями и является по существу его дальнейшим развитием.

1.7. Использование геотермальной энергии для выработки электроэнергии

1.7.1. Развитие геотермальной электроэнергетики

Одним из важных направлений использования тепла термальных вод является преобразование его в электрическую энергию. Относительная независимость от потребителей, экономичность при умеренной мощности и особая ценность электрической энергии обусловили приоритетное развитие геотермальных станций (ГеоЭС). Во многих странах достигнуты значительные успехи в этой области. Принято считать, что если температура геотермального флюида ниже 100 °С, то его целесообразно использовать только для теплоснабжения, а высокотемпературные источники — для производства электроэнергии. Легко доступных геотермальных месторождений с температурой более 100 °С на земном шаре сравнительно немного [68].

Мировой потенциал изученных геотермальных ресурсов составляет 0,2 ТВт электрической и 4,4 ТВт тепловой мощности. Примерно 70 % этого потенциала приходится на месторождения с температурой флюида менее 130 °С. По оценкам используется около 3,5 % мирового геотермального потенциала для выработки электроэнергии и только 0,2 % — для получения тепла.

Первая геотермальная электростанция с экспериментальным генератором мощностью 10 кВт была сооружена в 1904 г. в г. Лардерелло (Италия). Новейшие энергетические технологии с использованием геотермальных ресурсов отличаются экологической чистотой и по эффективности приближаются к традиционным. На ГеоЭС, где используют ГЦС-технологии и бинарный цикл (БЭС), полностью исключены выбросы диоксида углерода в атмосферу, что является важным преимуществом таких энергетических установок.

Развитие геотермальной электроэнергетики мира характеризуется следующими данными. За 60 лет (с 1940 по 2000 г.) установленная мощность геотермальных электростанций увеличилась от 130 МВт до 7974 МВт, то есть в 61 раз. С 1995 по 2000 г. рост установленной мощности составил 17 %, т.е. немногим более 3 % в год. К началу 2005 г. ГеоЭС работали в 24 странах мира, суммарная установленная мощность достигла 8910,7 МВт. С 2000 по 2005 г. увеличение мощности составило 12 % (табл. 1.12).

Таблица 1.12

**Установленная мощность геотермальной электроэнергии
в различных странах (МВт) [19, 56]**

| Страна | Год ввода первого генератора | Годы | | | | | |
|--------------------|------------------------------|------|-------|------|-------|--------|--------|
| | | 1980 | 1990 | 1995 | 1998 | 2000 | 2005 |
| Аргентина* | 1988 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0 | 0 |
| Австралия | 1987 | | | 0,2 | 0,4 | 0,2 | 0,2 |
| Австрия | | | | | | | 1 |
| Китай | 1970 | | 19 | 29 | 32 | 29,17 | 28 |
| Коста-Рика | | | | 55 | 120 | 142,5 | 163 |
| Эль Сальвадор | 1975 | 100 | 95 | 105 | 105 | 161 | 151 |
| Эфиопия | | | | | | 8,52 | 7 |
| Франция | 1983 | | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 15 |
| Германия | | | | | | | 0,2 |
| Греция* | 1985 | | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 0 | 0 |
| Гватемала | | | | | 5 | 33,4 | 33,4 |
| Исландия | 1969 | 40 | 39 | 50 | 140 | 170 | 202 |
| Индонезия | 1979 | | 145 | 310 | 589,5 | 589,5 | 797 |
| Италия | 1973 | 420 | 504,2 | 632 | 769 | 785 | 790 |
| Япония | 1966 | 250 | 215 | 414 | 530 | 546,9 | 535 |
| Кения | 1981 | | 45 | 45 | 45 | 45 | 127 |
| Мексика | 1973 | 150 | 665 | 753 | 743 | 755 | 953 |
| Новая Зеландия | 1958 | 250 | 283 | 286 | 364 | 437 | 435 |
| Никарагуа | 1982 | | 35 | 70 | 70 | 70 | 77 |
| Папуа—Новая Гвинея | | | | | | | 6 |
| Филиппины | 1977 | 250 | 894 | 1191 | 1861 | 1909 | 1931 |
| Португалия | 1979 | | 3 | | 11 | 16 | 16 |
| Россия | 1967 | 11 | 11 | 11 | 15 | 23 | 79 |
| Таиланд | | | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Турция | 1974 | | 20 | 20 | 20 | 20,4 | 20,4 |
| США | 1960 | 700 | 2775 | 2817 | 2850 | 2228 | 2544 |
| ВСЕГО | | 2171 | 5867 | 6798 | 8239 | 7974,1 | 8910,7 |

Примечание. * В этих странах энергоблоки выведены из работы.

Лидерами по установленной электрической мощности ГеоЭС являются США — 2544, Филиппины — 1931, Мексика — 953, Индонезия — 797, Италия — 790, Япония — 535, Новая Зеландия — 435, Исландия — 202 МВт. Годовая выработка электроэнергии на ГеоЭС мира в 2004 г. составила 56 798 ГВт · ч [19]. В конце 2008 г. суммарная мощность ГеоЭС во всем мире увеличилась до 10500 МВт. Крупнейшим производителем геотермальной электроэнергии остается США, с суммарной мощностью ГеоЭС 3000 МВт [78].

Геотермальная электроэнергетика по установленной мощности является значительной частью возобновляемой энергетики, развивается умеренными темпами 3—5 % в год и является одной из самых экономически эффективных технологий [19].

Геотермальные электростанции, уступая ветровым электростанциям в суммарной установленной мощности, существенно превосходят их по выработке электроэнергии (70 против 27 %), что свидетельствует о высокой эффективности геотермальных энергетических технологий.

Результаты анализа технико-экономических показателей технологий производства электричества с использованием различных ВИЭ свидетельствуют о существенных преимуществах ГеоЭС. Так на современных ГеоЭС самый высокий в нетрадиционной энергетике коэффициент использования мощности достигает 90 %, что в 3—4 раза выше, чем для технологий с использованием солнечной, ветровой и приливной энергии. Стоимость производимой на современных ГеоЭС электроэнергии в среднем на 30 % и в 10 раз ниже, чем на ветровых и солнечных электростанциях. Преимуществом ГеоЭС также является приемлемый уровень удельных капитальных вложений — около 1000—3000 дол/кВт установленной мощности.

В табл. 1.13 приведены страны, в которых геотермальная электроэнергия составляет заметную долю в суммарном производстве электроэнергии [68].

Существующие ГеоЭС в основном используют природный пар, добываемый на месторождениях в районах современного вулканизма.

Первая в мире бинарная электростанция (Паратунская ГеоЭС) построена в 1967 г. на Камчатке. После этого разработка отечественных ученых получила широкое распространение в мире и в настоящее время в разных странах работают более 1000 бинарных энергоблоков. Применение рабочих тел с низкой температурой кипения в циклах бинарных электростанций увеличивает эффективность использования среднетемпературных вод и открывает широкие возможности для решения проблемы энергообеспечения удаленных регионов России. В 1967 г. на юге Камчатки была построена Паужет-

Производство электроэнергии на ГеоЭС

| Страна | Установленная мощность ГеоЭС, МВт (%) | Выработка электроэнергии на ГеоЭС, ГВт·ч/год (%) |
|----------------|---------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Филиппины | 1931 (16,2) | 8630 (21,5) |
| Эль Сальвадор | 105 (15,4) | 550 (20,0) |
| Кения | 127 (15,0) | 1100 (20,0) |
| Никарагуа | 78 (17,0) | 308 (17,2) |
| Исландия | 202 (13,0) | 1433 (4,7) |
| Коста-Рика | 162 (7,8) | 1170 (10,2) |
| Новая Зеландия | 435 (5,1) | 3600 (6,1) |
| Индонезия | 797 (3,0) | 6085 (5,1) |

Примечание. В скобках даны доли ГеоЭС (%) в установленной мощности и в производстве электроэнергии в стране.

ская ГеоЭС мощностью 11 МВт, которая в настоящее время продолжает производить самую дешевую электроэнергию, обеспечивая ею пос. Озерная. С 1999 г. находится в эксплуатации Верхне-Мутновская опытно-промышленная ГеоЭС мощностью 12 МВт. В ближайшее время планируется увеличение мощности станции до 19 МВт благодаря строительству дополнительного энергетического блока с комбинированным циклом (паровая турбина мощностью 2,5 МВт и бинарная установка на изопентане 4,5 МВт).

В основу создания Верхне-Мутновской ГеоЭС заложена экологически чистая схема использования геотермального теплоносителя с воздушными конденсаторами, которая позволяет отобрать энергию от пара в турбинах, а конденсат направить в скважины закачки, что позволяет избежать попадания теплоносителя в атмосферу. Двухфазный поток из трех добычных скважин направляется по трубопроводам в коллектор. Далее после двухступенчатой системы разделения фаз пар из сепараторов поступает к трем энергоблокам мощностью по 4 МВт каждый. Пар перед турбинами при давлении $p_0 = 0,8$ МПа и температуре 170 °С осушен полностью, степень его влажности не превышает 0,05 %. Горячая вода после сепараторов направляется в расширитель, где испаряется при давлении 0,4 МПа. Образующийся пар используется в эжекторах для удаления неконденсирующихся газов и в первую очередь сероводорода. Сероводород, удаленный из конденсатора, поступает в абсорбер, где растворяется в конденсате и далее эта смесь для закачки направляется в нагнетательную скважину [57].

В октябре 2002 г. пущены в строй 1-й и 2-й блоки Мутновской ГеоЭС-1 мощностью 50 (2×25) МВт — лучшей геотермальной электростанции в мире по экологическим параметрам и уровню автоматизации.

Создание и пуск в эксплуатацию модульных геотермальных электрических и тепловых станций, а также создание ГеоЭС с комбинированным циклом вновь вводят Россию в число передовых стран в области геотермальной энергетики. На Мутновском геотермальном месторождении успешно функционируют пять геотермальных энергоблоков. Общая установленная электрическая мощность ГеоЭС России составляет 73 МВт и имеются реальные перспективы для ее дальнейшего увеличения.

Перспективы развития геотермальной электроэнергетики обусловлены ее конкурентоспособностью и рядом преимуществ по сравнению с традиционной энергетикой, среди которых — экологическая чистота, отсутствие транспортных расходов на доставку топлива и относительно короткие сроки строительства. Количество выбросов в атмосферу диоксида углерода на ГеоЭС в несколько десятков раз ниже, чем на ТЭС, работающих на угле, мазуте и природном газе, и полностью исключаются на современных ГеоЭС, использующих технологию обратной закачки отработанного геотермального теплоносителя.

1.7. 2. Технологические схемы геотермальных электростанций

Как уже отмечалось, ГеоЭС целесообразно сооружать, если температура геотермального флюида не ниже 100 °С. Высокотемпературные геотермальные ресурсы ограничены и в основном встречаются в местах молодого вулканизма и разломов земной коры. Обычно такие ресурсы представлены парогидротермами, представляющими собой насыщенный пар с той или иной степенью сухости. Возможны различные методы использования парогидротерм в технологических схемах ГеоЭС.

1. Пар, содержащийся в высокотемпературном флюиде, отделяют в сепараторе от жидкой фазы и направляют в паровую турбину, а жидкость закачивают обратно в пласт. Для более полного использования энергии первичного флюида целесообразно отсепарированную жидкую фазу дросселировать до более низкого давления, за счет чего образуется еще некоторое количество пара, который может быть направлен в промежуточную ступень турбины. Это метод используют на большинстве ГеоЭС.

2. Первичный флюид используют для нагрева и испарения рабочего агента, циркулирующего во вторичном контуре бинарной ГеоЭС.

3. Отработанный в турбине пар и жидкий сепарат используют для нагрева, испарения и перегрева рабочего агента, циркулирующего в низкотемпературном контуре в цикле Ренкина.

На рис. 1.24 приведены принципиальные тепловые схемы ГеоЭС, которые зависят от качества геотермального теплоносителя (температуры, паросодержания, минерализации и т.п.).

В схеме на рис. 1.24, *а* сухой пар из скважин после отделения в сепараторе твердых включений направляется непосредственно в турбину, оттуда в конденсатор поверхностного типа. Охлажденный конденсат закачивается обратно в пласт.

В схеме на рис. 1.24, *б* пароводяная смесь поступает в сепаратор-расширитель, в котором пар отделяется от жидкости и направляется в турбину, а отделенная жидкость и конденсат из конденсатора закачиваются обратно в пласт.

В бинарном (двухконтурном) цикле (рис. 1.24, *в*) геотермальный теплоноситель передает теплоту в промежуточных теплообменниках другому рабочему телу. Бинарный цикл имеет свои преимущества и недостатки. К преимуществам относятся:

- более полное использование теплоты рассола и закачка его в пласт с меньшей температурой;
- возможность использования геотермальных ресурсов с пониженной температурой для выработки электроэнергии;

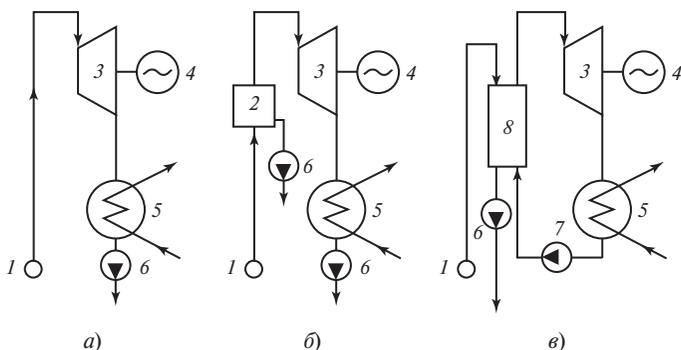


Рис. 1.24. Тепловые схемы ГеоЭС:

а — схема ГеоЭС, работающей на сухом паре с конденсатором поверхностного типа; *б* — схема ГеоЭС, работающей на пароводяной смеси с одноступенчатым расширителем; *в* — схема ГеоЭС с бинарным циклом на низкокипящем рабочем агенте; 1 — геотермальная скважина; 2 — расширитель; 3 — турбина; 4 — генератор; 5 — конденсатор; 6 — нагнетательный насос; 7 — циркуляционный насос второго контура; 8 — блок теплообменников для нагрева, испарения и перегрева рабочего агента

- агрессивные компоненты геотермального теплоносителя не попадают в турбину, конденсатор и другое оборудование, что обеспечивает более длительный срок их эксплуатации;
- сопутствующие вредные газы не попадают в окружающую среду.

Недостатком бинарного цикла является усложнение схемы и некоторая потеря температурного (обычно и без того достаточно низкого) потенциала, поскольку для передачи тепла от флюида к рабочему телу необходима разность температур. Нижняя температура цикла в этом случае ограничена возможностью выпадения из флюида по мере его охлаждения растворенных в нем солей [68].

На рис. 1.25 приведена тепловая схема ГеоЭС с тремя расширителями. Использование расширителей усложняет схему, обуславливает необходимость использования трех паровпусков в турбину, но позволяет существенно повысить выработку электроэнергии на единицу массы рассола, поднимаемого из скважины. Прирост мощности ГеоЭС с двумя степенями расширения по сравнению с ГеоЭС с одной ступенью достигает 20 %, а для ГеоЭС с тремя степенями — 27 % [72].

Идея применения неводяных паров в качестве рабочих тел тепловых установок для выработки электроэнергии впервые была реализована в России. В 1965 г. была изготовлена фреоновая энергетическая установка УЭФ-90/05 мощностью 750 кВт для выработки электроэнергии. Греющей средой для установки служила геотермальная вода с температурой 80 °С Средне-Паратунского месторождения. В течение 1967—1974 гг. на Камчатке в лаборатории натуральных испытаний Института теплофизики СО АН СССР проводились экс-

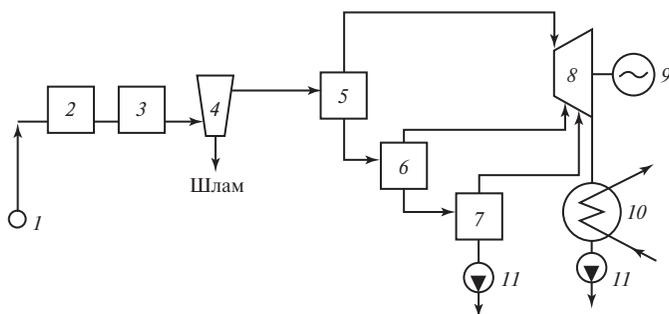


Рис. 1.25. Принципиальная тепловая схема ГеоЭС с расширителями в качестве парогенерирующих устройств:

1 — геотермальная добычная скважина; 2 — дегазатор I ступени; 3 — дегазатор II ступени; 4 — отделитель шлама; 5 — расширитель I ступени; 6 — расширитель II ступени; 7 — расширитель III ступени; 8 — турбина; 9 — генератор; 10 — конденсатор; 11 — насосы

платационные исследования, подтвердившие надежную работу энергоустановки. Успешные испытания по использованию низкокипящего вещества на Паратунской ГеоЭС расширили область эффективного преобразования тепловой энергии низкого потенциала в электрическую, позволили повысить глубину использования теплоты энергоресурсов [51].

Технологическая схема Паратунской ГеоЭС (рис. 1.26) позволяет реализовать цикл Ренкина, который совершается низкокипящим рабочим телом (хладон R12) в закрытом теплосиловом контуре, в котором за счет тепла термальной воды образуется пар заданных параметров. В соответствии со схемой жидкий фреон питательным насосом подается последовательно в три подогревателя, испаритель и пароперегреватель поверхностного типа. После пароперегревателя фреоновый пар давлением 1,4 МПа и температурой 75 °С направляется в турбину, где расширяется до конечного давления 0,5 МПа и при температуре 15 °С конденсируется в поверхностном конденсаторе. Жидкий фреон поступает через промежуточный ресивер к питательным насосам и цикл повторяется.

На рис. 1.27 приведена тепловая схема предполагаемого IV энергетического блока мощностью 6,5 МВт с комбинированным циклом для опытно-промышленной Верхне-Мутновской ГеоЭС, на которой успешно работают три энергетических блока с традиционным циклом на геотермальном паре мощностью 4 МВт_(э) каждый [50].

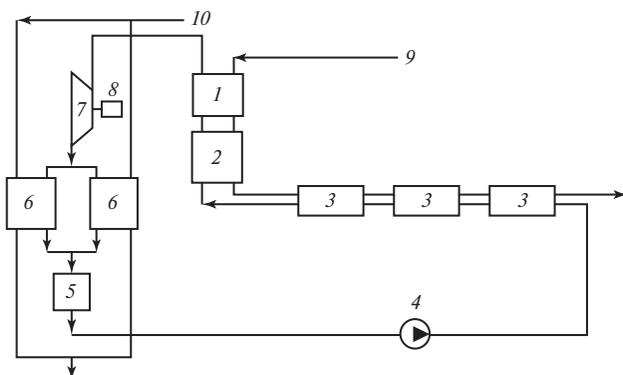


Рис. 1.26. Схема Паратунской бинарной ГеоЭС:

1 — пароперегреватель; 2 — испаритель; 3 — подогреватели низкокипящего рабочего агента; 4 — питательный насос; 5 — ресивер; 6 — конденсаторы; 7 — турбина; 8 — генератор; 9 — вход горячей термальной воды; 10 — вход охлаждающей воды

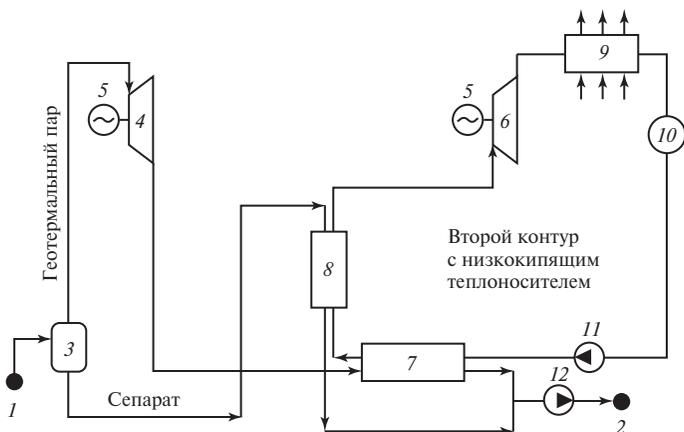


Рис. 1.27. Принципиальная тепловая схема комбинированной геотермальной электростанции с бинарным циклом для Верхне-Мутновской ГеоЭС:

1 — добычная скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — сепаратор; 4 — паровая турбина; 5 — генераторы; 6 — турбина на низкокипящем рабочем агенте; 7 — конденсатор-испаритель; 8 — пароперегреватель; 9 — воздушный конденсатор; 10 — ресивер (конденсатосборник); 11 — циркуляционный насос; 12 — нагнетательный насос

Турбина 4 мощностью 2,5 МВт работает на геотермальном паре, получаемом при сепарации пароводяной смеси, поступающей из добычных скважин. Водяной пар после турбины при давлении 0,11 МПа и температуре около 100 °С поступает в конденсатор-испаритель 7, где конденсируется, отдавая тепло на подогрев и испарение низкокипящего рабочего агента циркулирующего во втором контуре. Низкокипящий теплоноситель (изобутан) после пароперегревателя 8 поступает на турбину мощностью 4 МВт_(э). Охлажденный в воздушном конденсаторе 9 низкокипящий теплоноситель поступает в ресивер 10, откуда циркуляционным насосом 11 направляется в конденсатор-испаритель 7. Сепарат после пароперегревателя 8 и конденсат геотермального пара из испарителя 7 направляются к нагнетательной скважине посредством насоса 12 для закачки по скважине 2 в подземный горизонт.

Наибольший эффект от использования геотермальных ресурсов достигается при одновременном тепло- и электроснабжении небольших городов и поселков, удаленных от централизованной системы энергообеспечения. В качестве примера на рис. 1.28 представлена схема тепло- и электроснабжения пос. Алтхайма (Австрия) населением 5 тыс. человек. Небольшая ГеоТЭЦ имеет тепловую мощность 9 МВт и электрическую мощность 1 МВт, протяженность тепловых

110÷180 м³/(ч·МПа). Эксплуатация геотермальной станции в основном подтвердила ее концепцию: материал и оборудование выдержали высокие температуры и солесодержание. Проблемы, связанные с отложением солей при реинжекции термальных вод, могут быть решены с помощью их мягкой кислотной обработки. Геотермальный потенциал станции эффективно не использовался вследствие ограниченных возможностей потребителей и особенностей системы теплоснабжения. Максимально дебит скважины используется только несколько дней в году. Летом и в переходные периоды года глубинный насос работает при минимальной нагрузке с расходом до 40 м³/ч.

Для более эффективного использования геотермального потенциала в 2003 г. станция была дополнена предвключенным бинарным энергоблоком по выработке электроэнергии. Принципиальная схема расширенной станции показана на рис. 1.29.

Такая система позволяет максимально использовать эксплуатационный дебит, равный 110 м³/ч. Часть термальной воды, неиспользованная для подачи тепла, направляется в блок с циклом Ренкина на органическом рабочем теле, где она охлаждается до 70 °С. Регулирование разделения термальной воды на два потока и температуры термальной воды после их смешения зависит от температуры в теплосети

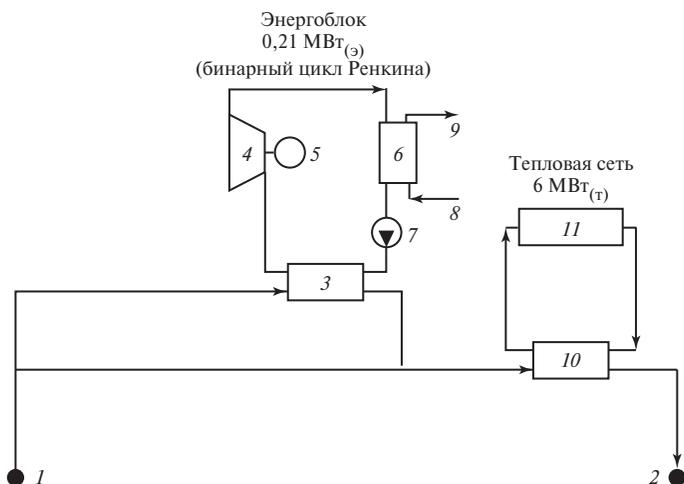


Рис. 1.29. Принципиальная схема ГеоТЭЦ, реализованная в Германии:

1 — добычная скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — теплообменник-испаритель; 4 — турбина; 5 — генератор; 6 — конденсатор; 7 — циркуляционный насос; 8, 9 — подвод и отвод охлаждающей воды; 10 — противоточный теплообменник; 11 — потребители тепла

после противоточного теплообменника. Номинальная электрическая мощность энергоблока — 0,21 МВт. Рабочим телом в цикле Ренкина является изопентан (C_5H_{12}), который расширяется в одноступенчатой турбине.

На рис. 1.30 представлена принципиальная схема ГеоЭС с двойным (комбинированным) циклом, реализованная в США [20].

Геотермальный флюид температурой 280 °С и массовым расходом 278 кг/с последовательно направляется в испаритель и нагреватель первичного контура, где при передаче тепла происходит нагрев и испарение воды при температуре 215 °С. Далее насыщенный пар направляется в паровую турбину мощностью 33,4 МВт. Отработанный в первичном контуре геотермальный теплоноситель температурой 167 °С также последовательно проходит через испаритель и нагреватель вторичного контура, после чего при температуре 66 °С закачивается в подземный резервуар. В изобутановом цикле пары

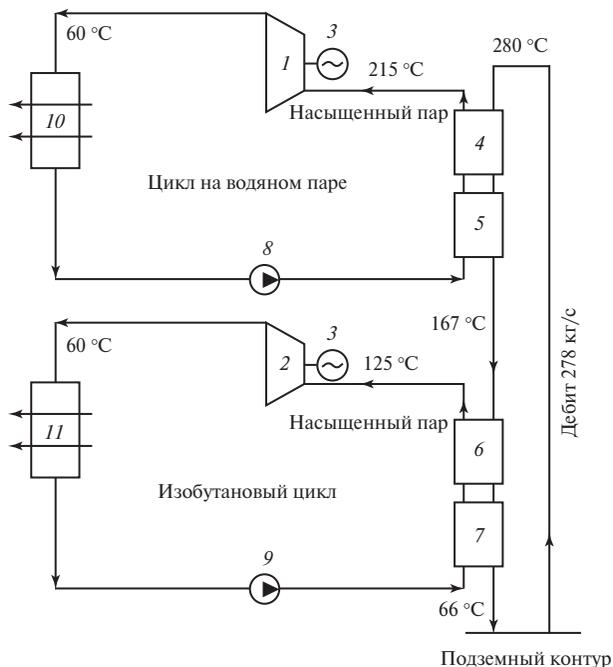


Рис. 1.30. Схема ГеоЭС с двойным циклом (США):

1 — паровая турбина; 2 — турбина на низкокипящем агенте (изобутан); 3 — генераторы; 4, 5 — испаритель и нагреватель первичного цикла; 6, 7 — испаритель и теплообменник-нагреватель вторичного цикла; 8, 9 — циркуляционные насосы первичного и вторичного циклов; 10, 11 — воздушные системы охлаждения

изобутана при температуре 125 °С направляются в турбину мощностью 22,3 МВт для выработки электроэнергии.

Схемы ГеоЭС с двойным циклом перспективны для реализации на Мутновском геотермальном месторождении на Камчатке, что позволит наиболее эффективно использовать тепловой потенциал геотермального пара. В настоящее время разработан технический проект энергоблока № 4 Верхне-Мутновской ГеоЭС с комбинированным циклом мощностью 6,5 МВт [25].

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные источники тепла в недрах Земли.
2. Опишите основные термические свойства горных пород.
3. Что влияет на теплопроводность горной породы?
4. От чего зависит температуропроводность горной породы?
5. Перечислите виды теплопередачи в горной породе.
6. Перечислите виды геотермальных ресурсов.
7. Что такое условное топливо?
8. В чем заключается оценка гидрогеотермальных ресурсов?
9. Какие методы используют при оценке запасов месторождений теплоэнергетических вод?
10. Как определяется теплоэнергетический потенциал геотермальной скважины?
11. Перечислите категории эксплуатационных запасов термальных вод.
12. Какие факторы влияют на дебит геотермальной скважины?
13. Опишите типы вод по условиям их образования.
14. Перечислите термальные воды по условиям их залегания.
15. Опишите гидродинамические зоны пластовых вод.
16. Приведите классификацию теплоэнергетических вод.
17. На какие типы подразделяют месторождения теплоэнергетических вод?
18. Опишите физические свойства воды.
19. Какие ионы характеризуют химический состав подземных вод?
20. Опишите классификацию подземных вод по степени их минерализации.
21. Опишите классификацию подземных вод по химическому составу.
22. Какие факторы влияют на формирование химического состава подземных вод?
23. Перечислите типы термальных вод по газовому составу.
24. Опишите вертикальную гидрогеотермическую зональность Предкавказского артезианского бассейна.
25. Перечислите характерные особенности термальных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна.
26. Каковы особенности формирования парогидротерм Камчатки?
27. Перечислите области использования геотермального тепла.

28. От каких факторов зависит эффективность использования геотермальных вод?
29. Что такое коэффициент эффективности использования термоводозабора?
30. От чего зависит выбор схемы геотермального теплоснабжения?
31. Расскажите о преимуществах комплексных геотермальных систем теплоснабжения.
32. Опишите мероприятия, снижающие солеотложение и коррозию в системах геотермального теплоснабжения.
33. Перечислите типы теплообменников. Запишите уравнение теплового баланса теплообменника.
34. Перечислите преимущества горизонтальных скважин.
35. Каковы преимущества и недостатки геотермальных циркуляционных систем?
36. Опишите технологию извлечения петрогеотермальной энергии.
37. Расскажите об опыте использования геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии.
38. От чего зависит тепловая схема ГеоЭС?
39. Перечислите преимущества и недостатки бинарной ГеоЭС.
40. Опишите схему ГеоЭС с двойным циклом.

ТЕПЛОНАСОСНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Тепловые насосы

Для утилизации низкопотенциальной энергии используются тепловые насосы (ТН). Известно, что тепловым насосом является всякая холодильная машина, предназначенная для передачи тепла от низкотемпературного источника к среде с более высокой температурой. При этом тепловой насос работает в диапазоне более высоких рабочих температур, чем холодильная машина.

Из всех нетрадиционных методов производства тепловой энергии наибольшее развитие получила выработка тепла при помощи ТН. В настоящее время в ряде развитых стран (США, Дании, Германии, Франции, Швеции, Швейцарии, Японии и др.) ТН заменяют традиционные аппараты передачи тепла, основанные на прямом сжигании органического топлива. Согласно прогнозам Мирового энергетического совета (МИРЭС) к 2020 г. 75 % теплоснабжения в развитых странах будет осуществляться с помощью ТН. В настоящее время в мире работает около 30 млн ТН различной мощности — от нескольких киловатт до сотен мегаватт [8].

Теплонасосные установки (ТНУ), осуществляют обратный термодинамический цикл на низкокипящем рабочем веществе, получают низкопотенциальную тепловую энергию либо из окружающей среды, либо из иных источников, и затрачивают некоторое количество механической или электрической энергии для передачи потребителю тепла при температуре, необходимой для теплоснабжения. Эффективность ТНУ тем выше, чем меньше разность между температурой, необходимой для теплоснабжения и температурой источника низкопотенциального тепла. При благоприятных условиях применение ТНУ позволяет расходовать в 1,2—2,3 раза меньше первичной энергии, чем при прямом сжигании топлива. Применение ТНУ — это и сбережение невозобновляемых энергоресурсов и защита окружающей среды, в том числе и за счет сокращения выбросов CO_2 в атмосферу.

Наибольшее применение ТНУ получили для теплоснабжения, горячего водоснабжения жилых, административных и производственных зданий, а также для обеспечения тепловой энергией технологических процессов (сушки, дистилляции, тепловой обработки),

тепло- и холодоснабжения сельскохозяйственных объектов (молочно-товарных ферм, фруктохранилищ, зернохранилищ и т.п.). Теплонасосные установки работают в диапазоне температур от 5 °С (атмосферный воздух) до 70 °С (высокотемпературные промышленные сбросы и геотермальные источники) и способны обеспечить нагрев среды в интервале температур от 27 °С (вода для плавательных бассейнов) до 110 °С.

Применение ТНУ позволяет перейти, в частности, к децентрализованным системам теплоснабжения (без протяженных дорогостоящих тепловых сетей), когда тепловая энергия генерируется вблизи ее потребителя. Внедрение таких экономичных и экологически чистых технологий теплоснабжения необходимо в первую очередь во вновь строящихся районах городов и населенных пунктах. При этом можно полностью исключить применение электродвигателей, которые потребляют в 3—4 раза больше электроэнергии чем ТНУ. Еще одно преимущество ТНУ — универсальность по уровню мощности, изменяющейся от долей до десятков тысяч киловатт. Применение ТНУ весьма перспективно в комбинированных системах в сочетании с другими технологиями использования возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, биоэнергии), так как позволяет оптимизировать параметры сопрягаемых систем и достигать наиболее высоких экономических показателей. Указанные преимущества ТНУ позволят в будущем отказаться от прямого сжигания органического топлива для обеспечения теплоснабжения.

Для распространения ТНУ в России требуется государственное стимулирование, как производителя этой техники, так и ее пользователя.

В настоящее время Россия располагает необходимым научным, инженерным и промышленным потенциалом для освоения и производства современных тепловых насосов всех типов.

В качестве источника низкопотенциального тепла в ТНУ могут быть использованы:

- промышленные и очищенные бытовые сточные воды;
- вода различных технологических циклов;
- тепло грунтовых, артезианских и термальных вод;
- тепло наружного воздуха;
- воды поверхностных источников (рек, озер, морей) и систем водо- и теплоснабжения;
- тепло дымовых газов и любых сбросных тепловых потоков;
- низкопотенциальное тепло грунта.

Теплонасосная установка состоит из теплового насоса и системы, обеспечивающей подвод тепла от низкопотенциального источника, подачу нагретой в ТН среды потребителю и ее возврат к ТН. В ТНУ могут входить несколько ТН.

На рис. 2.1 представлена принципиальная схема парокомпрессионного теплового насоса. Режиму работы такого насоса на t, s -диаграмме (рис. 2.2) соответствует термодинамический цикл 6-1-1¹-2¹-2-3-6. Жидкий рабочий агент имеет параметры t_0 и p_0 . Рабочий агент поступает в испаритель, где происходит его испарение (процесс 6-1) и перегрев (процесс 1-1¹) за счет съема тепла ($Q_{инп}$) с низкопотенциального источника. Образующийся перегретый пар сжимается компрессором до давления p_k , которому соответствует более высокая температура насыщения t_k (процесс 1¹-2¹), и поступает в конденсатор, где отдает нагреваемой среде (воде системы теплоснабжения) теплоту ($Q_{тп}$) перегрева и конденсации (процесс 2¹-3). После охлаждения

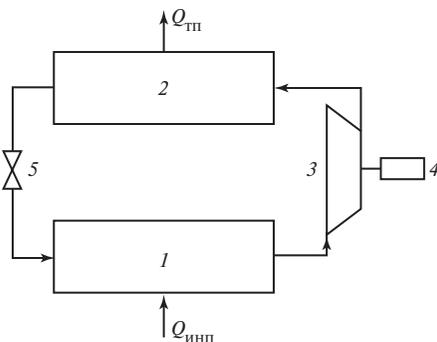


Рис. 2.1. Схема теплового насоса:

1 — испаритель; 2 — конденсатор; 3 — компрессор; 4 — электродвигатель; 5 — дроссельный клапан

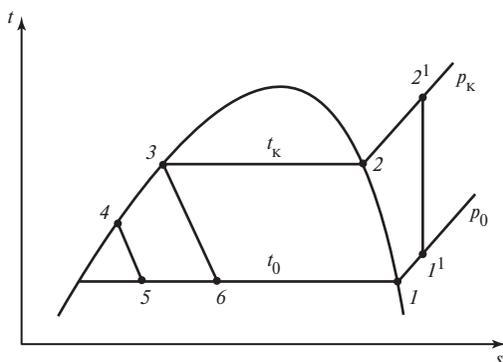


Рис. 2.2. t, s -диаграмма цикла теплового насоса

ния в теплообменнике производится снижение давления конденсата от p_k до p_0 в дросселе с понижением его температуры до t_0 , т.е. до исходных параметров (процесс 3-6), и цикл повторяется.

Таким образом, в непрерывном круговом процессе тепло переносится с более низкого температурного уровня на более высокий с подводом энергии извне, затрачиваемой на повышение давления парообразного рабочего вещества (обратный термодинамический цикл).

Разнообразное исполнение тепловых насосов классифицируется по ряду признаков:

- принципу действия (парокомпрессионные, абсорбционные, термоэлектрические);
- виду потребляемой энергии (механической, электрической, тепловой);
- используемому источнику низкопотенциального тепла (воздух, вода, грунт, стоки);
- виду привода (электродвигатель, тепловой двигатель) и др.

Основной характеристикой ТН является коэффициент преобразования μ — отношение отдаваемой теплоты к затраченной энергии. В первом приближении μ зависит только от разности температур конденсации и испарения ($t_k - t_0$) низкокипящего рабочего агента. Чем меньше эта разность, тем выше коэффициент μ :

$$\mu = \frac{Q_{\text{т.п}}}{N_e} = \frac{N_e + Q_{\text{инп}}}{N_e} = 1 + \frac{Q_{\text{инп}}}{N_e}, \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{т.п}}$ — тепловая мощность передаваемая потребителю; N_e — мощность затрачиваемая на привод компрессора.

Из (2.1) следует, что μ больше единицы и будет тем выше, чем меньше значение энергии, потребляемой компрессором. Последнее зависит от свойств рабочего агента и принятого уровня температур его испарения и конденсации.

Идеальный рабочий агент должен характеризоваться химической стабильностью и инертностью по отношению к конструктивным материалам и смазочным маслам, невоспламеняемостью, нетоксичностью, приемлемой стоимостью и невысоким давлением конденсации, давлением кипения, близким к атмосферному, высокой критической температурой и низкой температурой замерзания. Поскольку рабочего агента, который отвечал бы всем перечисленным требованиям при использовании его в широком диапазоне температур испарения и конденсации, встречающихся при работе теплового насоса, нет, применяют рабочие агенты, удовлетворяющие наиболее важным требованиям. Например хладон R12 не токсичен, обладает наиболее высокой тепловой мощностью. Главным недостатком хладона R12

является высокое давление в фазе конденсации, вследствие чего максимальная температура теплоносителя, достигаемая в тепловых насосах, не превышает 60 °С. С этой точки зрения перспективным для применения оказывается хладон R142в. При его использовании температуру теплоносителя удастся повысить до 90—100 °С. Основным недостатком хладагона R142в является его горючесть. В ТН в качестве рабочих агентов помимо общеизвестных хладагентов R12, R22 и R142в используются новые безопасные для окружающей среды хладагенты R407С, R410А, R134А.

Для сопоставления эффективности ТН и традиционных генераторов теплоты, например, котельных, а также сравнения ТН разных принципов действия, например, парокompрессионного с приводом компрессора от электродвигателя и абсорбционного, потребляющего тепловую энергию, применяют обобщенный критерий — коэффициент использования первичной энергии K . Он определяется как отношение полезного тепла, отдаваемого ТН потребителю к израсходованной энергии первичного источника. Удачное сочетание параметров низкопотенциального источника тепла и требуемых параметров теплоты у потребителя — важнейшее условие эффективного применения ТН. Сближение значений температур t_0 и t_k достигается, в частности, совершенствованием систем использования тепла. Например, для современной системы напольного отопления достаточна температура 30—40 °С, тогда как для традиционной системы отопления нужно иметь температуру 70—100 °С.

Сопоставление альтернативных вариантов теплоснабжения по степени использования первичной энергии показывает, что наименее эффективен прямой электрический обогрев, так как КПД тепловых и атомных электростанций не превышает 30—40 % а, кроме того, часть выработанной электроэнергии теряется в сетях. В результате $K_{эл} = 0,27 \div 0,34$. Теплоснабжение прямым сжиганием топлива в котельной приводит к потере около 20 % первичной энергии и соответственно $K_{кт} = 0,75 \div 0,85$. При рациональном применении ТН обеспечивается экономия первичной энергии, $K_{ТН} > 1$. Для ТН с электроприводом коэффициент использования первичной энергии ($K_{ТН}$) равен произведению μ на $K_{эл}$. Вследствие низких значений последнего эффективность ТН уравнивается с эффективностью котельной при $\mu \cong 2,5$ и поэтому разность температур ($t_k - t_0$), как правило, не должна превышать 60—70 °С.

Парокompрессионные тепловые насосы (ПТН) с приводом от теплового двигателя, например, газовой турбины или дизельного двигателя оказываются более экономичными, чем с электроприводом. Хотя КПД этих двигателей не превышает 35 %, при работе в составе

ТН может быть утилизирована и направлена в общий поток нагреваемой ТН среды большая часть тепла, сбрасываемого с выхлопными газами, а также тепла, воспринимаемого смазкой и охлаждающей двигатель жидкостью. В результате коэффициент использования первичной энергии привода возрастает в 1,5 раза, а экономичность ТН обеспечивается при $\mu > 2$.

В тепловых насосах абсорбционного типа (АТН) вместо компрессора с механическим приводом применяется система, которую называют «термокомпрессором». Ее преимуществом является возможность использования тепловой энергии. Это может быть тепло, полученное при прямом сжигании топлива, а также различные сбросные потоки тепла с достаточно высокой температурой в виде горячей воды, отработавшего пара и т.п. Эти машины имеют более низкий коэффициент преобразования (коэффициент трансформации) по сравнению с пароконденсационными ТН. Однако использование топлива с КПД не ниже, чем КПД котельной, обеспечивает $K_{ТН} = 1,2 \div 1,3$.

2.2. Теплонасосные системы теплоснабжения с низкопотенциальными термальными водами

В России имеются огромные ресурсы низкопотенциальных термальных вод, непосредственное использование которых ограничено из-за низкой их температуры. Однако использование таких вод в качестве низкотемпературного источника тепла в технологических схемах ТНУ позволит повысить их тепловой потенциал до необходимого уровня. Такие ТНУ могут быть использованы для отопления зданий, горячего водоснабжения и других технологических нужд. При этом одновременно достигается определенная экономия топливных ресурсов.

Полное и экономически эффективное использование низкопотенциального геотермального тепла в системах теплоснабжения практически неосуществимо без применения ТНУ. Именно большая эффективность применения тепловых насосов при использовании низкопотенциального промышленного и геотермального тепла обусловила высокий уровень создания и применения теплонасосной техники за рубежом. Более 56 % общей мощности геотермальных тепловых систем в мире приходится на геотермальные тепловые насосы. Общая установленная мощность тепловых насосов составляет около 16 000 МВт при ежегодной выработке тепла более 86 600 ТДж. Если геотермальные тепловые насосы в 2000 г. использовались в 26 странах (в основном в Америке и Европе), то к 2005 г. — уже в 32 странах мира. В США 69 % общего прямого использования геотермальных

ресурсов реализуется на основе применения тепловых насосов; в 2004 г. было установлено примерно 60 000 тепловых насосов.

Одной из причин, сдерживающих широкое внедрение теплонасосной техники в народное хозяйство, является отсутствие тепловых насосов с высокими температурами конденсации. При технологическом использовании именно температурный уровень выдаваемой горячей воды определяет принципиальную возможность применения теплонасосной техники.

Применение ТНУ приводит к экономии топлива, уменьшению загрязнения окружающей среды и уплотнению суточных графиков электрической нагрузки энергосистем. Экономика их определяется уровнем капитальных вложений и соотношением цен на электроэнергию и топливо. Последнее обусловлено тем, что ТНУ потребляют электроэнергию, а экономят топливо за счет замещения котельных. Поэтому экономическая эффективность ТНУ тем выше, чем дешевле электроэнергия и чем дороже топливо. Срок окупаемости ТНУ (3—4 года) ниже нормативного срока окупаемости, принятого для систем отопления.

Наиболее перспективным регионом для массового строительства теплонасосных систем теплоснабжения является Северо-Кавказский регион, где на небольших глубинах в осадочных отложениях артезианских бассейнов залегают неограниченные запасы пресных и слабоминерализованных вод с температурой от 20 до 50 °С. Эти воды практически не используются для нужд теплоэнергетики. Основная причина состоит в том, что температура таких вод недостаточна для теплоснабжения и горячего водоснабжения. В то же время, по сравнению с средне- и высокопотенциальными термальными водами низкопотенциальные воды имеют ряд преимуществ: малые капитальные затраты для их добычи, низкая минерализация и соответственно отсутствие или минимум проблем, связанных с солеотложением и коррозией, и наличие в регионе огромного количества готовых к эксплуатации скважин. Только в Северном Дагестане в пределах Терско-Кумского артезианского бассейна количество самоизливающих скважин с низкопотенциальными водами превышает 3500. В этих условиях для использования низкопотенциальных вод наиболее перспективным является разработка и внедрение технологий теплонасосных систем теплоснабжения (ТСТ).

Коэффициент преобразования μ ТНУ является важной энергетической характеристикой определяющей не только технико-экономические показатели, но и границы конкурентоспособности ТНУ по отношению к другим источникам тепла. Коэффициент μ реального

обратного цикла Ренкина, реализуемого в парокompрессионных тепловых насосах, можно определить по формуле [11]

$$\mu = \eta_i \eta_{\text{ЭМ}} \left(i_{21} - i_3 \right) / L_a, \quad (2.2)$$

где η_i — внутренний относительный КПД компрессора, учитывающий необратимые потери; $\eta_{\text{ЭМ}}$ — электромеханический КПД компрессора; i_{21}, i_3 — энтальпии рабочего агента на входе и выходе в конденсатор, кДж/кг; L_a — удельная работа компрессора при идеальном изоэнтропном процессе, которая определяется из следующего выражения

$$L_a = \frac{k}{k-1} p_0 V_0 \left[\left(\frac{p_k}{p_0} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right]. \quad (2.3)$$

здесь k — показатель адиабаты; p_0, p_k — соответственно давления испарения и конденсации, кПа; V_0 — удельный объем рабочего агента на входе в компрессор, м³/кг.

Использование низкопотенциальных термальных вод в качестве первичного источника тепла позволит поднять температуру конденсации t_k до 100 °С при одновременном обеспечении экономической эффективности ТН ($\mu > 2,5$). При высоких температурах конденсации возрастают необратимые потери от дросселирования, вызванные заменой детандера дроссельным клапаном. Для их снижения в ТНУ перед конденсатором целесообразно установить охладитель жидкого рабочего агента, как показано на рис. 2.3.

В охладителе температура рабочего хладагента снижается до более низкого значения за счет передачи тепла нагреваемой воде. Охлаждение жидкого рабочего агента увеличивает удельный съем тепла в испарителе на единицу расхода рабочего агента, благодаря чему несколько снижается удельный расход электроэнергии на единицу трансформируемого тепла.

Технологической схеме с охладителем, на t, s -диаграмме на рис. 2.2 соответствует термодинамический цикл 5-1-1¹-2¹-2-3-4-5. В процессе дросселирования энтальпия рабочего вещества не меняется, поэтому $i_4 = i_5$ и $i_3 = i_6$. Благодаря снижению температуры жидкого рабочего агента перед дросселем (процесс 3-4) от t_k до $t_{\text{ох}}$ удельная теплопроизводительность возрастает на величину $(i_3 - i_4)$ по сравнению с установкой без регенеративного теплообменника-охладителя.

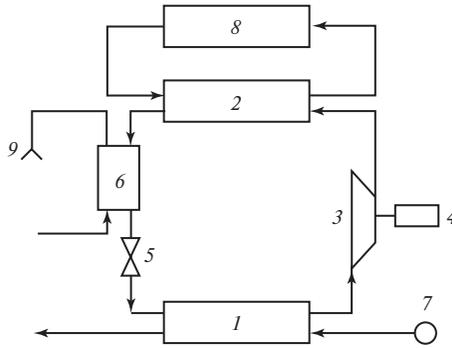


Рис. 2.3. Обобщенная схема парокompрессионной ТНУ с охладителем:

1 — испаритель; 2 — конденсатор; 3 — компрессор; 4 — электродвигатель; 5 — дроссельный клапан; 6 — охладитель; 7 — геотермальная скважина; 8 — система теплоснабжения; 9 — система горячего водоснабжения

Коэффициент преобразования μ ТНУ с охладителем определяется по формуле

$$\mu_{\text{ох}} = \eta_i \eta_{\text{эм}} \left[(i_{21} - i_3) + (i_3 - i_4) \right] / L_a. \quad (2.4)$$

Массовый расход рабочего агента m , кг/с, в контуре ТНУ без охлаждения, при известном эксплуатационном дебите термальной скважины, можно определить из теплового баланса испарителя

$$m = \frac{G_{\text{Т.В}} C_{\text{Т.В}} (t_1 - t_2)}{i_{11} - i_3}, \quad (2.5)$$

где $G_{\text{Т.В}}$ — массовый расход термальной воды, кг/с; $c_{\text{Т.В}}$ — теплоемкость термальной воды, кДж/кг·°С; t_1 — температура термальной воды на входе в испаритель, °С; t_2 — температура термальной воды на выходе из испарителя °С; i_{11} — энтальпия рабочего агента на входе в компрессор, кДж/кг; i_3 — энтальпия рабочего агента на выходе из конденсатора, кДж/кг.

Расход рабочего агента в контуре ТНУ с охладителем

$$m_{\text{ох}} = \frac{G_{\text{Т.В}} C_{\text{Т.В}} (t_1 - t_2)}{(i_{11} - i_3) + (i_3 - i_4)}, \quad (2.6)$$

где i_4 — энтальпия рабочего агента на выходе из охладителя.

Мощность компрессора ТНУ:
без охладителя

$$N = \frac{(i_{21} - i_{11})}{\eta_{\text{ЭМ}}} m, \quad (2.7)$$

где i_{21} — энтальпия рабочего агента на выходе из компрессора, кДж/кг;
с охладителем

$$N_{\text{ох}} = \frac{(i_{21} - i_{11})}{\eta_{\text{ЭМ}}} m_{\text{ох}}. \quad (2.8)$$

Тепловая мощность конденсатора определяется по формуле

$$Q_{\text{к}} = m(i_{21} - i_3). \quad (2.9)$$

Тепловая мощность ТНУ при включении в схему охладителя

$$Q_{\text{к.ох}} = m_{\text{ох}}(i_{21} - i_4). \quad (2.10)$$

Включение в ТНУ охладителя наиболее эффективно при высоких температурах конденсации. В установке с рабочим агентом R142в при $t_{\text{к}} = 100$ °С значение $\mu_{\text{ох}}$ увеличивается в 1,57 раза. При этом диапазону температур испарения рабочего агента от 0 до 40 °С соответствуют температуры конденсации от 80 до 110 °С, при которых экономически еще эффективна эксплуатация ТНУ. Включение в технологическую схему охладителя позволит поднять соответствующие температуры конденсации от 100 до 130 °С. Для улучшения экономических показателей ТНУ необходимо в охладителе максимально снижать температуру рабочего агента.

Теплонасосные установки наиболее эффективны для низкотемпературных систем отопления, так как со снижением температуры конденсации увеличивается значение коэффициента преобразования. Подходящими для таких систем являются панельно-лучистые приборы, совмещенные с ограждающими конструкциями.

Для радиаторных систем отопления средняя температура теплоносителя, необходимая для компенсации тепловых потерь здания находится по формуле

$$t_{\text{ср}} = Q_{\text{т.п}}/F_{\text{пр}}k_{\text{пр}} + t_{\text{вн}}, \quad (2.11)$$

где $Q_{\text{т.п}}$ — тепловые потери здания, кВт; $F_{\text{пр}}$ — поверхность отопительных приборов, м²; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент теплопередачи отопитель-

ного прибора, кВт/(м²·°С); $t_{\text{вн}}$ — температура внутри отапливаемого помещения, °С.

Расход воды в отопительной системе определяется по формуле

$$G_{\text{в}} = Q_{\text{т.п}} / c \Delta t_{\text{от}}, \quad (2.12)$$

здесь c — удельная теплоемкость воды, кДж/(кг·°С); $\Delta t_{\text{от}}$ — разность температур в отопительной системе, °С.

С учетом (2.11) и (2.12) можно записать следующие соотношения:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{ср}} + \Delta t_{\text{от}}/2; \quad t_{\text{обр}} = t_{\text{ср}} - \Delta t_{\text{от}}/2, \quad (2.13)$$

где $t_{\text{пр}}$, $t_{\text{обр}}$ — температуры прямой и обратной воды в системе отопления, °С.

Температура испарения рабочего агента вычисляется по формуле

$$t_0 = t_2 - \Delta t_{\text{и}}, \quad (2.14)$$

где $\Delta t_{\text{и}}$ — конечная разность температур в испарителе, °С.

Температура конденсации рабочего агента определяется из выражения

$$t_{\text{к}} = t_{\text{пр}} + \Delta t_{\text{к}}, \quad (2.15)$$

где $\Delta t_{\text{к}}$ — конечная разность температур в конденсаторе, °С.

Эффективность использования низкопотенциальной воды в ТНУ зависит от ее конечной температуры, которая должна быть как можно ниже. Этого можно достичь как в одной ТНУ, так и в схеме с последовательным использованием воды в двух и более ТНУ. Достижения низкой конечной температуры термальной воды в одной ТНУ приводит к еще более низкой температуре испарения рабочего агента в тепловом насосе, что снижает коэффициент преобразования и эффективность работы ТНУ. При необходимости получения достаточно высоких температур конденсации рабочего агента экономическая эффективность такой установки становится минимальной. Последовательное протекание термальной воды через испарители двух и более ТНУ позволяет осуществить процесс испарения рабочего агента на разных температурных уровнях, что приводит к увеличению суммарного коэффициента преобразования ТНУ и к экономии электроэнергии, затрачиваемой на привод. В зависимости от параметров первичного теплоносителя (дебита и температуры) и требований потребителей к конечной температуре в ТСТ могут быть включены до трех ТНУ.

Принципиальная технологическая схема ТСТ, состоящая из двух ТНУ приведена на рис. 2.4.

Термальная слабоминерализованная вода после снижения ее температуры в испарителях ТНУ направляется на блок химводоочистки

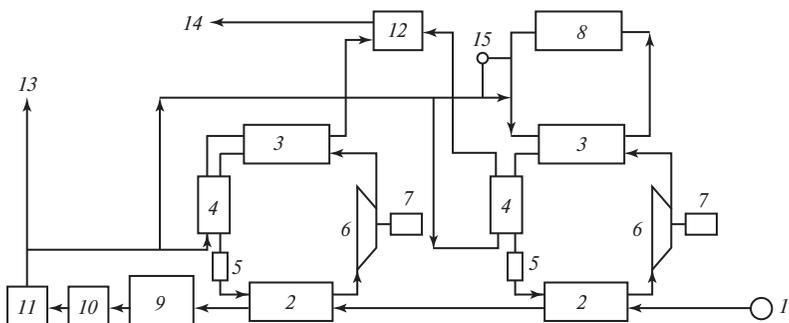


Рис. 2.4. Технологическая схема геотермальной теплонасосной системы тепло- и водоснабжения:

1 — геотермальная скважина; *2* — испарители; *3* — конденсаторы; *4* — охладители; *5* — дроссельные клапаны; *6* — компрессоры; *7* — электродвигатели; *8* — потребитель тепла; *9* — блок химводоочистки; *10* — резервуар чистой воды; *11* — насосная станция; *12* — теплоизолированный бак-аккумулятор; *13* — на холодное водоснабжение; *14* — на горячее водоснабжение; *15* — регулятор подпитки

и далее на холодное и горячее водоснабжение, а также на подпитку системы отопления. Первая ТНУ работает на отопление, так как в ней можно получить высокую температуру конденсации при экономически приемлемых условиях эксплуатации. Часть тепловой энергии отбираемой в охладителе при охлаждении конденсата направляется на горячее водоснабжение. Вторая ТНУ, куда поступает термальна вода низкой температуры и где наиболее оптимальными являются средние температуры конденсации, работает только на обеспечение нужд горячего водоснабжения. В технологической схеме достигается максимальное использование продукции геотермальной скважины, когда одновременно решаются проблемы отопления, горячего и холодного водоснабжения, т.е. используется тепловой потенциал термальной воды и собственно сама вода на холодное и горячее водоснабжение. Такие технологические схемы в первую очередь перспективны для малых населенных пунктов, где всегда имеются проблемы отопления и снабжения населения качественной питьевой водой.

2.3. Системы теплонасосного теплоснабжения с грунтовыми теплообменниками в вертикальных скважинах

При отсутствии на небольших глубинах грунтовой или слабо-термальной воды в ТНУ малой мощности можно использовать теплоту грунта земли. Такой экологически чистый источник тепла достаточно широко используется в США, Дании, Германии, Швейца-

рии, Швеции, Норвегии. Для отбора тепла применяют грунтовые теплообменники. Накоплен некоторый опыт использования тепла грунта и в России. По технологиям ОАО «Инсолар-Инвест» внедрен ряд проектов по ТСТ с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев земли (демонстрационный комплекс «Экопарк-Фили», теплоснабжение сельской школы в Ярославской обл., энергоэффективный жилой дом в Москве) [5].

Для широкой реализации ТСТ с грунтовыми теплообменниками необходимо разработать оптимальные конструкции теплообменников, исследовать взаимное влияние теплового насоса и грунтового теплообменника и оптимизировать режимы эксплуатации всей установки. Теплообменники в грунте могут быть расположены горизонтально (на глубине до 3 м) и вертикально (скважинные теплообменники). Наиболее эффективным является вертикальный грунтовый теплообменник. В качестве такого теплообменника может служить вертикальная скважина (рис. 2.5), внутрь которой помещена дополнительная теплоизолированная труба меньшего диаметра. Промежуточный теплоноситель (вода) опускается по межтрубному кольцевому пространству теплообменника и отбирает тепло от окружающей горной породы, далее в нагретом состоянии поднимается по внутренней трубе.

Процесс теплопередачи в вертикальном грунтовом теплообменнике с учетом граничного условия $t_1(z=0) = t_H$ описывается уравнением:

$$\frac{dt_1}{dz} = \frac{k}{Gc_p} (t_0 + \Gamma z - t_1), \quad (2.16)$$

где t_1 — температура промежуточного теплоносителя, °С; z — вертикальная координата, м; k — линейный коэффициент теплопередачи от горной породы к промежуточному теплоносителю, Вт/м · °С; G — массовый расход промежуточного теплоносителя, кг/с; c_p — теплоемкость промежуточного теплоносителя, Дж/кг · °С; t_0 —

температура нейтрального слоя, °С; Γ — геотермический градиент, °С/м; t_H — температура промежуточного теплоносителя на входе в теплообменник, °С.

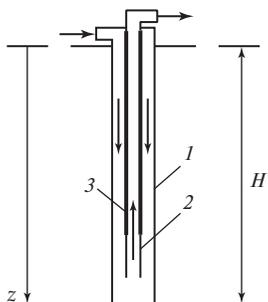


Рис. 2.5. Конструкция вертикального грунтового теплообменника:

1 — наружная колонна труб; 2 — лифтовая колонна труб; 3 — теплоизоляция

Решая (2.16) получаем формулу для определения характера изменения температуры промежуточного теплоносителя по глубине грунтового теплообменника.

$$t_1 = t_0 + \Gamma z - \frac{\Gamma G c_p}{k} + \left(t_n - t_0 + \frac{\Gamma G c_p}{k} \right) e^{-\frac{kz}{G c_p}}. \quad (2.17)$$

Параметры, входящие в (2.17) кроме коэффициента теплопередачи k , заранее известны. Для определения k необходимо знать радиус зоны возмущения температурного поля в горной породе вокруг скважины.

Циркуляция промежуточного теплоносителя в вертикальном грунтовом теплообменнике влияет на тепловое поле вокруг скважины. Диаметр зоны возмущения температурного поля зависит от диаметра скважины, интенсивности и длительности работы грунтового теплообменника, температуры и теплофизических свойств пород и промежуточного теплоносителя. Теоретически при циркуляции промежуточного теплоносителя температура пород должна изменяться на бесконечно большом расстоянии. Однако практически в пласте всегда можно выделить границу, за пределами которой пласт сохраняет свою естественную температуру.

Радиус теплового влияния R определяется по формуле

$$R = 2,5 \sqrt{a\tau}. \quad (2.18)$$

Здесь a — температуропроводность пород, $\text{м}^2/\text{с}$; τ — время, с.

В таком случае, линейный коэффициент теплопередачи определяется по формуле:

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{2\lambda_{\text{п}}} \ln \frac{2(2,5\sqrt{a\tau})}{d_3} + \frac{1}{2\lambda_{\text{ц}}} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{2\lambda_{\text{м}}} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha d_1}}, \quad (2.19)$$

где d_3 — диаметр скважины по долоту, м; d_1 , d_2 — внутренний и наружный диаметры наружной колонны труб; $\lambda_{\text{п}}$, $\lambda_{\text{ц}}$, $\lambda_{\text{м}}$ — соответственно коэффициенты теплопроводности горной породы, цементного кольца и металла, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$; α — коэффициент теплоотдачи от внутренней стенки наружной колонны труб к промежуточному теплоносителю, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

Исследования свидетельствуют о том, что с увеличением времени эксплуатации теплообменника эффективность съема тепла с горной породы снижается (происходит уменьшение значения коэффициента теплопередачи k от грунта к промежуточному теплоносителю). Увеличение расхода промежуточного теплоносителя приводит к некоторому увеличению коэффициента теплопередачи в начальный период

эксплуатации скважины. В дальнейшем, при увеличении времени эксплуатации, основным в процессе теплопередачи становится термическое сопротивление горных пород. За счет того, что коэффициент теплопередачи при малом времени эксплуатации скважины значительно выше, чем при ее эксплуатации в течение продолжительного времени, теплообменник глубиной 100 м, находящийся в эксплуатации в течение 24 ч, по отбираемому теплу практически равнозначен теплообменнику глубиной 200 м, эксплуатируемому непрерывно в течение всего отопительного сезона. Расчеты показывают, что оптимальный расход промежуточного теплоносителя составляет 0,5—0,6 кг/с. Дальнейшее увеличение расхода практически не приводит к увеличению теплосъема с горной породы.

Извлекаемая из грунтового теплообменника тепловая энергия линейно зависит от глубины теплообменника. При этом удельный съем тепла q с горной породы на 1 м глубины теплообменника составляет: для теплообменника глубиной 200 м и его эксплуатации в течение 150 сут $q = 33$ Вт/м; при глубине теплообменника 100 м и его эксплуатации в течение 2 сут $q = 60$ Вт/м.

Оптимальной является ТСТ с двумя грунтовыми теплообменниками в вертикальных скважинах, работающих попеременно в циклическом режиме (одна скважина работает 24 ч, другая находится в простое для восстановления температурного поля вокруг скважины). Недостатком ТСТ с двумя скважинами является необходимость в частом переключении циркуляционного потока от одной скважины к другой. В то же время в ТСТ с одной скважиной глубиной 200 м капитальные затраты на ее устройство выше суммарных затрат на устройство двух скважин глубиной 100 м каждая. Кроме того, и эксплуатационные затраты, связанные с прокачкой теплоносителя, в глубокой скважине выше из-за увеличения в 2 раза потерь напора на трение по высоте теплообменника.

На рис. 2.6 приведена принципиальная технологическая схема ТСТ с двумя вертикальными грунтовыми теплообменниками, разработанная в ИПГ ДНЦ РАН. В предложенной схеме вентили 1 закрыты, и промежуточный теплоноситель циркулирует по контуру «левый грунтовой теплообменник — испаритель теплового насоса — циркуляционный насос». Через определенное время вентили 1 открываются с одновременным закрытием вентилей 2 и теплоноситель переключают на правый теплообменник.

Окончательный выбор технологической схемы ТСТ, режима эксплуатации, глубины и количества грунтовых теплообменников зависит от технико-экономического обоснования с учетом капитальных и эксплуатационных затрат, горно-геологических и теплофизических свойств пород разреза и гидрогеологических условий. Наличие гори-

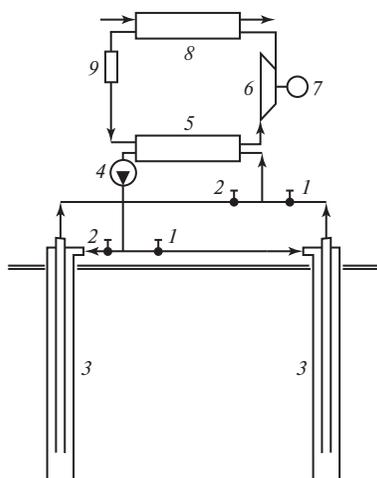


Рис. 2.6. Принципиальная схема ТСТ с грунтовыми теплообменниками:

1, 2 — вентили; 3 — грунтовые теплообменники; 4 — насос; 5 — испаритель; 6 — компрессор; 7 — электродвигатель; 8 — конденсатор; 9 — дроссельный клапан

зонта подземных вод в разрезе проходимом при бурении позволит сократить как глубину скважин, так и их количество.

Теплонасосные системы теплоснабжения с вертикальными грунтовыми теплообменниками могут быть успешно применены для создания экологически чистых децентрализованных систем отопления и горячего водоснабжения сельских потребителей. Скважины-теплообменники не требуют заметного отчуждения земли и могут сооружаться под фундаментом здания или в непосредственной близости от него. Широкое применение этих технологий теплоснабжения позволит не только разрешить проблемы, связанные с приобретением и доставкой энергоносителей в отдаленные населенные пункты, но и самым существенным образом будет способствовать социальным преобразованиям в сельской местности.

На рис. 2.7 приведена схема ТСТ с автоматизированной теплонасосной установкой АТНУ-10 (разработчик ОАО «Инсолар-Инвест»). Автоматизированная установка АТНУ-10 используется в составе ТСТ для отопления, охлаждения и горячего водоснабжения. Установка состоит из теплового насоса НТБ-10 с блоком автоматики и блока горячего водоснабжения с автоматикой (БГВ). Промежуточный теплоноситель (вода) циркулирует в контуре «скважина-теплообменник — циркуляционный насос — испаритель», отбирает тепло в скважине от окружающей горной породы и передает его в испарителе низкокипящему рабочему агенту R22. Теплоноситель в испари-

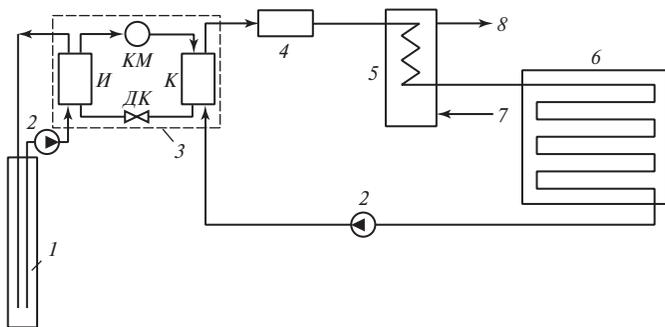


Рис. 2.7. Схема системы низкотемпературного отопления и горячего водоснабжения, включающая тепловой насос и блок горячего водоснабжения:

1 — скважина-теплообменник; 2 — циркуляционный насос; 3 — тепловой насос НТБ-10 (И — испаритель, К — конденсатор, КМ — компрессор, ДК — дроссельный клапан); 4 — пиковый электродоводчик; 5 — блок горячего водоснабжения; 6 — низкотемпературное напольное отопление; 7 — подвод холодной воды; 8 — отвод нагретой воды на горячее водоснабжение

теле охлаждается на 4 °С. Отбираемая от горной породы тепло через конденсатор передается в контур теплоснабжения — в БГВ и систему отопления. Помещения отапливаются с помощью напольных элементов и панельных радиаторов, где теплоноситель охлаждается на 8—10 °С. При низких температурах наружного воздуха включается пиковый электродоводчик.

Эффективная работа тепловых насосов НТБ-10, которые применяют для отопления в ТСТ, обеспечивается:

- высокими требованиями к теплоизоляции отапливаемых помещений (максимальное потребление тепла не должно превышать 80 Вт/м²);
- наличием низкотемпературной системы отопления, которая обеспечивает достаточное для комфорта теплоснабжение при значениях температуры теплоносителя в подающей линии не более 40—45 °С. Очень хорошие перспективы в этом отношении имеет напольное отопление, конвекторы, панельные радиаторы с достаточно большой площадью поверхности.

Блок горячего водоснабжения состоит из бака-аккумулятора горячей воды с приборами автоматики и контроля, встроенных электронагревателей (ТЭНов), теплообменника, блока автоматики.

Бак-аккумулятор рассчитан на 200 л воды, температура воды в баке при нагреве от теплового насоса примерно 37—42 °С, а от электронагревателей — 75 °С. Время нагрева воды от теплового насоса до температуры 40 °С составляет 5 ч, производительность при температуре воды в баке-аккумуляторе 37 °С равна 1500 л/сут. Блок автоматики поддерживает в баке-аккумуляторе заданную потребителем

температуру воды. Если необходимо поднять температуру воды до 75 °С или быстро нагреть дополнительный объем воды, включаются электронагреватели

Благодаря полной автоматизации ТСТ с АТНУ-10 не требует постоянного обслуживания. В доме, оборудованном таким ТСТ, жилец сам выставляет на пульте управления температуру, которую он хочет иметь в комнатах. Температурные датчики, установленные в доме, будут автоматически включать или отключать тепловой насос, благодаря чему поддерживается заданная температура. Ночью или на время длительного отсутствия жильцов может быть задана пониженная температура воздуха в комнатах, что значительно снизит затраты энергии на отопление.

Учитывая, что поверхностные слои грунта являются достаточно универсальным и повсеместно доступным источником низкопотенциального тепла возможности применения технологий ТСТ с вертикальными грунтовыми теплообменниками в России неограниченны. Сегодня в стране насчитывается более 30 млн индивидуальных генераторов тепла, имеющих, как правило, низкоэффективное оборудование с повышенным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, от которых необходимо отказаться в ближайшее время. Наиболее перспективным направлением решения такой проблемы является широкое внедрение технологий теплонасосного теплоснабжения с грунтовыми теплообменниками в вертикальных скважинах.

2.4. Эколого-экономические аспекты использования тепловых насосов

Широкое развитие за рубежом тепловые насосы получили благодаря следующим факторам:

- экономичности (для передачи в систему отопления 1 кВт тепловой энергии требуется 0,2—0,35 кВт электроэнергии);
- экологичности (топливо не сжигается и вредных выбросов не производится);
- минимальному обслуживанию (для обслуживания ТНУ мощностью до 10 МВт требуется один оператор в смену);
- малому сроку окупаемости в связи с низкой себестоимостью производимого тепла.

Эффективность применения теплового насоса проявляется в сравнительном анализе с традиционными системами теплоснабжения. Например, ТНУ расходует в 3—4 раза меньше топлива, чем угольная котельная [3]. Возможность загрязнения окружающей среды при использовании теплового насоса обусловлена только выбросами, связанными с производством электроэнергии, обеспечивающей

работу теплового насоса. Действующий тепловой насос непосредственно на месте его установки не дает вредных выбросов. Если электроэнергия вырабатывается ГЭС то, естественно, производство тепла тепловыми насосами является абсолютно чистой с экологической точки зрения технологией. Поэтому оценка экологической теплонасосной техники может быть дана применительно к варианту, когда электроэнергия производится на угольных или мазутных тепловых электростанциях. Естественно, что объем вредных выбросов при получении тепла от тепловых насосов зависит от коэффициента преобразования μ , показывающего, какую долю электроэнергии нужно затратить на единицу вырабатываемой ТН тепловой энергии.

В табл. 2.1 приведена сравнительная оценка вредных выбросов от различных источников тепла единичной тепловой мощности 1 Гкал/ч (1,16 МВт) в течение отопительного периода (5500 ч для региона Западной Сибири) [8]. Данные таблицы показывают, что переход на теплонасосное теплоснабжение позволяет резко, в 3—8 раз, сократить вредные выбросы.

При одинаковой теплопроизводительности, например 1,16 МВт, удельная экономия топлива при использовании теплонасосной системы составит по сравнению с электроотоплением 0,277 — 0,335 т у.т., котельной на каменном угле (КПД = 0,65) 0,113—0,121 т у.т., котельной на природном газе (КПД = 0,8) 0,072—0,13 т у.т., где первое значение относится к использованию в тепловом насосе низкопотенциального источника тепла температурой 5 °С, второе — источника тепла температурой 40 °С.

Стоимость тепловой энергии, производимой традиционными методами в районных центрах (котельные) и крупных городах (ТЭЦ и котельные) в 2—4 раза выше, чем в теплонасосных установках.

Экономическую целесообразность применения энергосберегающих проектов с применением ТНУ определяют исходя из сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, необходимых для осуществления такого мероприятия, т.е. сопостав-

Таблица 2.1

Вредные выбросы от различных источников тепла (т/год)

| Вредные выбросы | Котельные | | Тепловой насос | |
|---------------------------|-----------|-----------|----------------|-------------|
| | на угле | на мазуте | $\mu = 3,6$ | $\mu = 7,9$ |
| SO _x | 38,38 | 47,33 | 10,66 | 4,86 |
| NO _x | 13,43 | 15,35 | 3,73 | 1,70 |
| Твердые частицы золы | 8,96 | 4,48 | 2,49 | 1,13 |
| Фторсодержащие соединения | 0,32 | 0,026 | 0,09 | 0,04 |
| Всего | 61,09 | 67,19 | 16,97 | 7,73 |

ля затраты и результаты, полученные при тех или иных затратах. Наиболее целесообразным является вариант решения, при котором приведенные затраты минимальны:

$$Z_{\text{п}} = \alpha K + \mathcal{E} - D, \quad (2.20)$$

где $Z_{\text{п}}$ — приведенные затраты, руб/год; α — коэффициент приведения; K — капитальные затраты на реализацию проекта, руб; \mathcal{E} — эксплуатационные затраты, руб/год; D — доходность (экономичность) проекта, руб/год.

Коэффициент приведения рассчитывается с учетом нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений. Капитальные затраты определяются исходя из укрупненных величин капитальных вложений с учетом монтажа оборудования, обучения обслуживающего персонала и сдачи объекта «под ключ». По данным ЗАО «Энергия» (г. Новосибирск), производящего тепловые насосы и имеющего большой опыт их внедрения и эксплуатации, укрупненная стоимость ТНУ определяется исходя из ее тепловой мощности и равна 3500 тыс. руб. за 1 Гкал/ч. Срок окупаемости тепловых насосов, составляет 2 года, а стоимость тепла генерируемого энергоустановками на их основе примерно 40—65 % стоимости тепла, вырабатываемого на ТЭЦ.

Несмотря на очевидные преимущества тепловых насосов, их внедрение встречает определенные трудности, связанные с нерешенностью законодательных, правовых, экономических, финансовых, нормативно-технических и технологических проблем. Не последнюю роль играет большая новизна и непривычность этой техники для наших потребителей.

Контрольные вопросы

1. Опишите принципиальную тепловую схему теплового насоса и основной принцип его работы.
2. Какой цикл реализуется в парокомпрессионном тепловом насосе?
3. Перечислите источники низкопотенциальной теплоты, используемые в тепловом насосе.
4. По каким признакам классифицируют тепловые насосы?
5. Что такое коэффициент преобразования теплового насоса?
6. Расскажите об преимуществах теплонасосных систем теплоснабжения с низкопотенциальными термальными водами в качестве первичного источника тепла.
7. Опишите систему теплонасосного теплоснабжения с грунтовыми теплообменниками в вертикальных скважинах.
8. Перечислите эколого-экономические преимущества теплонасосных систем теплоснабжения.

Глава третья

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ

3.1. Системы солнечного теплоснабжения

Солнечная энергия широко используется для получения низко- и среднетемпературных теплоносителей для горячего водоснабжения, подогрева воды в бассейнах, отопления, в ряде случаев для получения технологического тепла, производства электроэнергии на электростанциях, работающих либо по термодинамическому циклу, либо с прямым преобразованием солнечной радиации в электроэнергию.

Солнечная энергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая основы, методы и средства использования солнечного излучения или солнечной радиации для получения электрической, тепловой и других видов энергии и использования их в народном хозяйстве.

Лучистая энергия Солнца, поступающая на Землю, представляет собой самый значительный источник энергии, которым располагает человечество. Поток солнечной энергии на земную поверхность эквивалентен условному топливу в количестве $1,2 \cdot 10^{14}$ т. Солнце, как и другие звезды, является раскаленным газом. В его составе 82 % водорода, 17 % гелия, остальные элементы составляют около 1 %. Внутри Солнца существует область высокого давления, где температура достигает 15—20 млн град.

Земля находится от Солнца на расстоянии примерно 150 млн км. Поток солнечной радиации, достигающей Земли, по разным оценкам, составляет $(7,5 \div 10) \cdot 10^{17}$ кВт·ч/год, или $(0,85 \div 1,2) \cdot 10^{14}$ кВт, что значительно превышает ресурсы всех других возобновляемых источников энергии.

Солнечное излучение на поверхность Земли зависит от многих факторов: широты и долготы местности, ее географических и климатических особенностей, состояния атмосферы, высоты Солнца над горизонтом и т.п. Поток солнечного излучения на Землю изменяется, достигая максимума в $2200 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ в год для северо-запада США, запада Южной Америки, части юга и севера Африки, Саудовской Аравии и центральной части Австралии. Россия находится в зоне, где поток солнечного излучения меняется в пределах от 800 до $1400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ в год. При этом продолжительность солнечного сия-

ния в России находится в пределах от 1700 до 2000 ч/год; максимальное значение на Земле составляет более 3600 ч/год. За год на всю территорию России поступает солнечной энергии больше, чем энергии от всех российских ресурсов нефти, газа, угля и урана [6].

3.1.1. Классификация и основные элементы гелиосистем

Системами солнечного теплоснабжения называют системы, которые используют в качестве источника тепловой энергии солнечную радиацию. Их характерным отличием от других систем низкотемпературного отопления является применение специального элемента — гелиоприемника, предназначенного для улавливания солнечной радиации и преобразования ее в тепловую энергию. По способу использования солнечной радиации системы солнечного низкотемпературного отопления подразделяют на пассивные и активные [4].

Пассивными называют системы солнечного отопления, в которых в качестве элемента, воспринимающего солнечную радиацию и преобразующего ее в тепло, служат само здание или его отдельные ограждения [здание — коллектор, стена — коллектор, кровля — коллектор (рис. 3.1)].

В пассивных гелиосистемах использование солнечной энергии осуществляется исключительно за счет архитектурно-конструктивных решений зданий. В системе солнечного низкотемпературного отопления «здание — коллектор» солнечная радиация, проникая через световые проемы в помещение, попадает как бы в тепловую

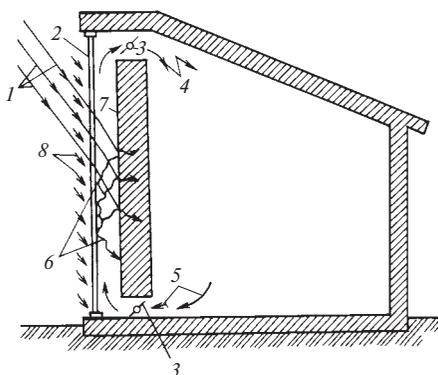


Рис. 3.1. Пассивная низкотемпературная система солнечного отопления «стена—коллектор»:

1 — солнечные лучи; 2 — прозрачный экран; 3 — воздушная заслонка; 4 — нагретый воздух; 5 — охлажденный воздух из помещения; 6 — собственное длинноволновое тепловое излучение массива стены; 7 — черная поверхность стены; 8 — жалюзи

ловушку. Коротковолновое солнечное излучение свободно проходит через оконное стекло и попадая на внутренние ограждения помещения, преобразуется в тепло. Вся солнечная радиация, попавшая в помещение, преобразуется в нем в тепло и способна частично или полностью компенсировать его тепловые потери. Для повышения эффективности работы системы «здание — коллектор» на южном фасаде устраивают световые проемы большой площади снабжая их жалюзи, которые при закрытии должны препятствовать в темное время суток потерям с противоизлучением, а в жаркий период в сочетании с другими солнцезащитными устройствами — перегреву помещения. Внутренние поверхности окрашивают в темные тона. Задачей расчета при данном способе обогрева является определение необходимой площади световых проемов для пропуска в помещение потока солнечной радиации, необходимого с учетом аккумуляирования для компенсации тепловых потерь. Как правило, мощности пассивной системы «здание — коллектор» в холодный период оказывается недостаточно, и в здании устанавливают дополнительный источник тепла, превращая систему в комбинированную. При этом определяют экономически целесообразные площади световых проемов и мощность дополнительного теплоисточника.

Пассивная солнечная система воздушного низкотемпературного отопления «стена — коллектор» включает в себя массивную наружную стену, перед которой на небольшом расстоянии устанавливают лучепрозрачный экран с жалюзи. У пола и под потолком в стене устраивают щелевидные отверстия с клапанами. Солнечные лучи, пройдя через лучепрозрачный экран, поглощаются поверхностью массивной стены и преобразуются в тепло, которое конвекцией передается воздуху, находящемуся в пространстве между экраном и стеной. Воздух нагревается и поднимается вверх, попадая через щелевое отверстие под потолком в обслуживаемое помещение, а его место занимает остывший воздух из помещения, проникающий в пространство между стеной и экраном через щелевое отверстие у пола помещения. Подача нагретого воздуха в помещение регулируют открытием клапана. Если клапан закрыт, происходит аккумуляция тепла массивом стены. Это тепло можно отобрать конвективным потоком воздуха, открывая клапан в ночное время или в пасмурную погоду.

При расчете такой системы пассивного низкотемпературного солнечного воздушного отопления определяют необходимую площадь поверхности стены. Данную систему также дублируют дополнительным источником тепла.

Активными называют системы солнечного низкотемпературного отопления, в которых гелиоприемник является самостоятельным

отдельным устройством, не относящимся к зданию. Активные гелиосистемы могут быть подразделены по следующим признакам:

- назначению (системы горячего водоснабжения, отопления, комбинированные системы для целей теплоснабжения);
- виду используемого теплоносителя (жидкостные — вода, антифриз и воздушные);
- продолжительности работы (круглогодичные, сезонные);
- техническому решению схем (одно-, двух-, многоконтурные).

Для активных систем солнечного отопления применяют концентрирующие и плоские гелиоприемники.

Воздух является широко распространенным незамерзающим во всем диапазоне рабочих параметров теплоносителем. При применении его в качестве теплоносителя возможно совмещение систем отопления с системой вентиляции. Однако воздух — малотеплоемкий теплоноситель, что ведет к увеличению расхода металла на устройство систем воздушного отопления по сравнению с водяными системами. Вода является теплоемким и широкодоступным теплоносителем. При температурах ниже 0 °С в нее необходимо добавлять незамерзающие жидкости. Кроме того, нужно учитывать, что вода, насыщенная кислородом, вызывает коррозию трубопроводов и аппаратов. Но расход металла в водяных гелиосистемах значительно ниже, что в большой степени способствует широкому их применению.

Сезонные гелиосистемы горячего водоснабжения обычно одноконтурные и функционируют в летние и переходные месяцы, в периоды с положительной температурой наружного воздуха. Они могут иметь дополнительный источник тепла или обходиться без него в зависимости от назначения обслуживаемого объекта и условий эксплуатации.

Солнечная водонагревательная установка (СВУ) состоит из солнечного коллектора и теплообменника-аккумулятора (рис. 3.2). Через солнечный коллектор циркулирует теплоноситель (антифриз). Теплоноситель нагревается в солнечном коллекторе энергией солнца и отдает затем тепловую энергию воде через теплообменник, вмонтированный в бак-аккумулятор. В баке-аккумуляторе хранится горячая вода до момента ее использования, поэтому он должен иметь хорошую теплоизоляцию. В первом контуре, где расположен солнечный коллектор, может использоваться естественная или принудительная циркуляция теплоносителя. В бак-аккумулятор может устанавливаться электрический или какой-либо другой автоматический нагреватель-дублер. При понижении температуры в баке-аккумуляторе ниже установленной (продолжительная пасмурная погода или малое количество часов солнечного сияния зимой) нагреватель-дублер автоматически включается и догревает воду до заданной температуры.

3-й контур состоит из бака-аккумулятора 2, циркуляционного насоса 8, водовоздушного теплообменника (калорифера) 5.

Система солнечного теплоснабжения функционирует следующим образом. Теплоноситель (антифриз) теплоприемного контура, нагревается в солнечных коллекторах 1 и поступает в теплообменник 3, где теплота антифриза передается воде, циркулирующей в межтрубном пространстве теплообменника 3 под действием насоса 8 2-го контура. Нагретая вода поступает в бак-аккумулятор 2. Из бака-аккумулятора вода забирается насосом горячего водоснабжения 8, доводится при необходимости до требуемой температуры в дублере 7 и поступает в систему горячего водоснабжения здания. Подпитка бака аккумулятора осуществляется из водопровода. Для отопления вода из бака-аккумулятора 2 подается насосом 8 3-го контура в калорифер 5, через который с помощью вентилятора 9 пропускается воздух. После нагрева вода поступает в здание 4. При отсутствии солнечной радиации или нехватки тепловой энергии, вырабатываемой солнечными коллекторами, в работу включается дублер системы отопления 6. Выбор и компоновка элементов системы солнечного теплоснабжения в каждом случае определяются климатическими факторами, назначением объекта, режимом теплоснабжения, экономическими показателями.

На рис. 3.4 приведена схема системы солнечного отопления энергоэффективного экологически чистого дома [20].

В системе в качестве теплоносителя используют воду при положительных температурах и антифриз в отопительный период (солнечный контур), воду (2-й контур напольного отопления) и воздух (3-й контур воздушного солнечного отопления). В качестве дублирующего источника использован электродотел, а для аккумулирования тепла на одни

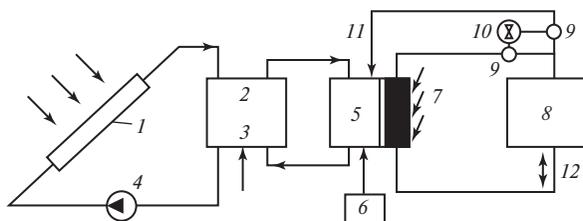


Рис. 3.4. Схема системы солнечного теплоснабжения:

1 — солнечный коллектор; 2 — бак-аккумулятор горячей воды; 3 — теплообменник; 4 — циркуляционный насос; 5 — здание с напольным отоплением; 6 — электродотел; 7 — пассивная солнечная система отопления; 8 — галечный аккумулятор; 9 — заслонки; 10 — вентилятор; 11 — поток теплого воздуха в здание; 12 — подача рециркуляционного воздуха в здание

сутки используется аккумулятор объемом 5 м^3 с насадкой из гальки; 1 м^3 гальки аккумулирует в среднем за день 5 МДж тепла.

Низкотемпературные системы аккумулирования тепла охватывают диапазон температур от 30 до $100 \text{ }^\circ\text{C}$ и используются в системах воздушного ($30 \text{ }^\circ\text{C}$) и водяного ($30\text{—}90 \text{ }^\circ\text{C}$) отопления и горячего водоснабжения ($45\text{—}60 \text{ }^\circ\text{C}$). Система аккумулирования тепла, как правило, содержит резервуар, теплоаккумулирующий материал, с помощью которого осуществляется накопление и хранение тепловой энергии, теплообменные устройства для подвода и отвода тепла при зарядке и разрядке аккумулятора и тепловую изоляцию.

Аккумуляторы классифицируют по характеру физико-химических процессов, протекающих в теплоаккумулирующих материалах:

- аккумуляторы емкостного типа, в которых используется теплоемкость нагреваемого материала (галька, вода, водные растворы солей и т.п.);
- аккумуляторы фазового перехода вещества, в которых используется теплота плавления (затвердевания) вещества;
- аккумуляторы энергии, основанные на выделении и поглощении теплоты при обратимых химических и фотохимических реакциях.

Наиболее широко распространены аккумуляторы теплоты емкостного типа. Количество теплоты Q , кДж, которое может быть накоплено в аккумуляторе теплоты емкостного типа, определяется по формуле

$$Q = mc(T_2 - T_1), \quad (3.1)$$

где m — масса теплоаккумулирующего вещества, кг; c — удельная изобарная теплоемкость вещества, кДж/(кг · К); T_1 и T_2 — средние значения начальной и конечной температур теплоаккумулирующего вещества, К.

Наиболее эффективным теплоаккумулирующим материалом в жидкостных солнечных системах теплоснабжения является вода. Для сезонного аккумулирования тепла перспективно использование подземных водоемов, грунта горной породы и других природных образований.

3.1.2. Концентрирующие гелиоприемники

Концентрирующие гелиоприемники представляют собой сферические или параболические зеркала (рис. 3.5), выполненные из полированного металла, в фокус которых помещают тепловоспринимающий элемент (солнечный котел), через который циркулирует теплоноситель. В качестве теплоносителя используют воду или незамерзающие жидкости. При использовании в качестве теплоносителя воды в ночные часы и в холодный период систему обязательно опорожняют для предотвращения ее замерзания.

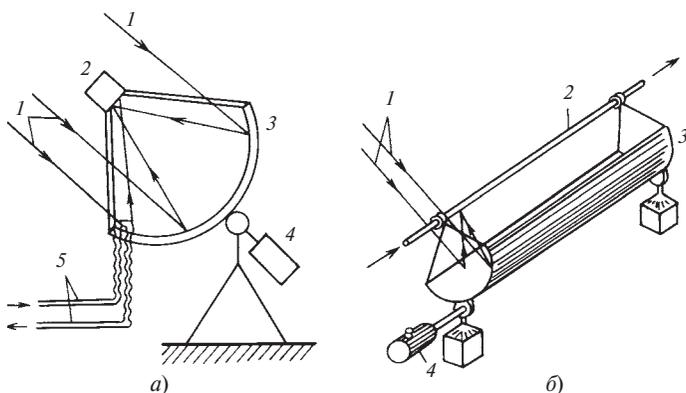


Рис. 3.5. Концентрирующие гелиоприемники:

a — параболический концентратор; *б* — парабоцилиндрический концентратор; 1 — солнечные лучи; 2 — тепловоспринимающий элемент (солнечный коллектор); 3 — зеркало; 4 — механизм привода системы слежения; 5 — трубопроводы, подводящие и отводящие теплоноситель

Для обеспечения высокой эффективности процесса улавливания и преобразования солнечной радиации концентрирующий гелиоприемник должен быть постоянно направлен строго на Солнце. С этой целью гелиоприемник снабжают системой слежения, включающей датчик направления на Солнце, электронный блок преобразования сигналов, электродвигатель с редуктором для поворота конструкции гелиоприемника в двух плоскостях.

Преимуществом систем с концентрирующими гелиоприемниками является способность выработки тепла с относительно высокой температурой (до 100 °С) и даже пара. К недостаткам следует отнести высокую стоимость конструкции; необходимость постоянной очистки отражающих поверхностей от пыли; работу только в светлое время суток, а следовательно, потребность в аккумуляторах большого объема; большие энергозатраты на привод системы слежения за ходом Солнца, соизмеримые с вырабатываемой энергией. Эти недостатки сдерживают широкое применение активных низкотемпературных систем солнечного отопления с концентрирующими гелиоприемниками. В последнее время наиболее часто для солнечных низкотемпературных систем отопления применяют плоские гелиоприемники.

3.1.3. Плоские солнечные коллекторы

Плоский солнечный коллектор представляет собой теплообменник, предназначенный для нагрева жидкости или газа за счет солнечной энергии. Область применения плоских солнечных коллекторов — системы отопления жилых и производственных зданий, системы кон-

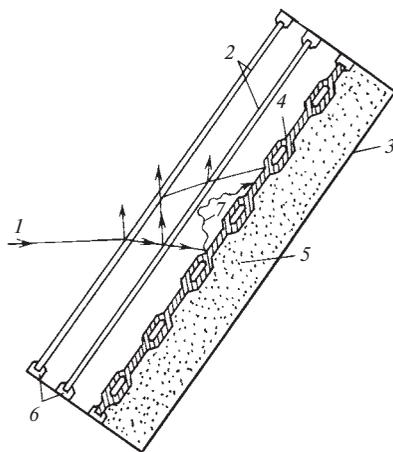


Рис. 3.6. Плоский солнечный коллектор:

1 — солнечные лучи; 2 — остекление; 3 — корпус; 4 — тепловоспринимающая поверхность; 5 — теплоизоляция; 6 — уплотнители; 7 — собственное длинноволновое излучение тепловоспринимающей пластины

дифференцирования, системы горячего водоснабжения, а также энергетические установки с низкокипящим рабочим телом, работающие обычно по циклу Ренкина. Плоские солнечные коллекторы (рис. 3.6) состоят из стеклянного или пластикового покрытия (одинарного, двойного, тройного), тепловоспринимающей панели, окрашенной со стороны, обращенной к солнцу, в черный цвет, изоляции на обратной стороне и корпуса (металлического, пластикового, стеклянного, деревянного).

В качестве тепловоспринимающей панели можно использовать любой металлический или пластмассовый лист с каналами для теплоносителя. Изготавливаются тепловоспринимающие панели из алюминия или стали двух типов: лист-труба и штампованные панели (труба в листе). Пластмассовые панели из-за недолговечности и быстрого старения под действием солнечных лучей, а также из-за малой теплопроводности не находят широкого применения. Под действием солнечной радиации тепловоспринимающие панели нагреваются до температуры 70—80 °С, превышающей температуру окружающей среды, что ведет к возрастанию конвективной теплоотдачи панели в окружающую среду и ее собственного излучения на небосвод. Для достижения более высоких температур теплоносителя поверхность пластины покрывают спектрально-селективными слоями, активно поглощающими коротковолновое излучение Солнца и снижающими ее собственное тепловое излучение в длинноволновой части спектра. Такие конструкции на основе «черного никеля», «черного хрома», окиси

меди на алюминии, окиси меди на меди и другие дорогостоящи (их стоимость часто соизмерима со стоимостью самой тепловоспринимающей панели). Другим способом улучшения характеристик плоских коллекторов является создание вакуума между тепловоспринимающей панелью и прозрачной изоляцией для уменьшения тепловых потерь (солнечные коллекторы четвертого поколения).

Принцип действия коллектора основан на том, что он воспринимает солнечную радиацию с достаточно высоким коэффициентом поглощения видимого солнечного света и имеет сравнительно низкие тепловые потери, в том числе за счет низкого коэффициента пропускания светопрозрачного стеклянного покрытия для теплового излучения при рабочей температуре. Ясно, что температура получаемого теплоносителя определяется тепловым балансом коллектора. Приходную часть баланса составляет тепловой поток солнечного излучения с учетом оптического КПД коллектора; расходная часть определяется извлекаемым полезным теплом, суммарным коэффициентом тепловых потерь и разностью рабочей температуры и окружающей среды. Совершенство коллектора определяется его оптическим и тепловым КПД.

Оптический КПД η_o показывает, какая часть солнечной радиации, достигшей поверхности остекления коллектора, оказывается поглощенной абсорбирующей излучение черной поверхностью, и учитывает потери энергии, связанные с поглощением в стекле, отражением и отличием коэффициента теплового излучения абсорбирующей поверхности от единицы.

Тепловой КПД равен отношению количества полезной теплоты $Q_{\text{пол}}$, отведенной от коллектора за определенное время, к количеству энергии, поступающей к нему от Солнца за то же время:

$$\eta = \frac{Q_{\text{пол}}}{IS}, \quad (3.2)$$

где S — площадь коллектора, м^2 ; I — интенсивность солнечной радиации, $\text{Вт}/\text{м}^2$.

Оптический и тепловой КПД коллектора связаны между собой отношением

$$\eta = \eta_o - \frac{Q_{\text{пот}}}{IS}. \quad (3.3)$$

Тепловые потери $Q_{\text{пот}}$ характеризуются полным коэффициентом потерь

$$U_{\text{пот}} = \frac{Q_{\text{пот}}}{S(T_a - T_o)}, \quad (3.4)$$

где T_a — температура черной поверхности, поглощающей солнечную радиацию, К; T_o — температура окружающей среды, К.

Простейший солнечный коллектор с одностекольным светопрозрачным покрытием, пенополиуретановой изоляцией остальных поверхностей и абсорбером, покрытым черной краской, имеет оптический КПД около 85 %, а коэффициент тепловых потерь порядка 5—6 Вт/м²·К (рис. 3.7). Совокупность плоской лучепоглощающей поверхности и труб (каналов) для теплоносителя образует единый конструктивный элемент — абсорбер. Такой коллектор летом в средних широтах может нагреть воду до 55—60 °С и имеет дневную производительность в среднем 70—80 л воды с 1 м² поверхности нагревателя.

Для получения более высоких температур применяют коллекторы из вакуумированных труб с селективным покрытием (рис. 3.8).

В вакуумном коллекторе объем, в котором находится черная поверхность, поглощающая солнечное излучение, отделен от окружающей среды вакуумированным пространством (каждый элемент абсорбера помещается в отдельную стеклянную трубу, внутри которой создается вакуум), что позволяет практически полностью устранить потери теплоты в окружающую среду за счет теплопроводности и конвекции. Потери на излучение в значительной степени подавля-

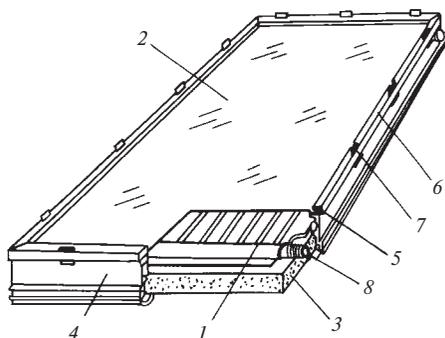


Рис. 3.7. Простейший солнечный коллектор:

1 — абсорбер, покрытый черной краской; 2 — стекло; 3 — пенополиуретановая изоляция; 4 — корпус коллектора; 5, 6, 7 — уплотнители и элементы крепления; 8 — штуцеры для присоединения к системе



Рис. 3.8. Коллектор из вакуумированных труб

ются за счет применения селективного покрытия. В вакуумном коллекторе теплоноситель можно нагреть до 120—150 °С. Коэффициент полезного действия вакуумного коллектора существенно выше, чем у плоского коллектора, но и стоит он значительно дороже.

Эффективность работы гелиоэнергетических установок во многом зависит от оптических свойств поверхности, поглощающей солнечное излучение. Для сведения к минимальным потерям энергии необходимо, чтобы в видимой и ближней инфракрасных областях солнечного спектра коэффициент поглощения этой поверхности был как можно ближе к единице, а в области длин волн собственного теплового излучения поверхности к единице должен стремиться коэффициент отражения. Таким образом, поверхность должна обладать селективными свойствами — хорошо поглощать коротковолновое излучение и хорошо отражать длинноволновое.

По типу механизма, ответственного за избирательность оптических свойств, различают четыре группы селективных покрытий:

- собственные;
- двухслойные, у которых верхний слой обладает большим коэффициентом поглощения в видимой области спектра и малым — в инфракрасной области, а нижний слой — высоким коэффициентом отражения в инфракрасной области;
 - с микрорельефом, обеспечивающим требуемый эффект;
 - интерференционные.

Собственной избирательностью оптических свойств обладает небольшое число известных материалов, например W, Cu₂S, HfC. Наибольшее распространение получили двухслойные селективные покрытия. На поверхность, которой необходимо придать селективные свойства, наносится слой с большим коэффициентом отражения

в длинноволновой области спектра, например медь, никель, молибден, серебро, алюминий. Поверх этого слоя наносится слой, прозрачный в длинноволновой области, но имеющий высокий коэффициент поглощения в видимой и ближней инфракрасной областях спектра. Такими свойствами обладают многие окислы.

Селективность поверхности может быть обеспечена за счет чисто геометрических факторов: неровности поверхности должны быть больше длины волны света в видимой и ближней инфракрасной областях спектра и меньше длины волны, соответствующей собственному тепловому излучению поверхности. Такая поверхность для первой из указанных областей спектра будет черной, а для второй — зеркальной. Селективными свойствами обладают поверхности с дендритной или пористой структурой при соответствующих размерах дендритных игл или пор.

Интерференционные селективные поверхности образованы несколькими перемежающимися слоями металла и диэлектрика, в которых коротковолновое излучение гасится за счет интерференции, а длинноволновое — свободно отражается.

3.1.4. Использование солнечных систем теплоснабжения

По данным МЭА к концу 2001 г. суммарная площадь установленных коллекторов в 26 странах, составила около 100 млн м², из которых 27,7 млн м² приходится на долю неостекленных коллекторов, в основном используемых для подогрева воды в бассейнах. Остальные — плоские остекленные коллекторы и коллекторы с вакуумированными трубами, — использовались в системах ГВС или для отопления помещений. Площадь установленных коллекторов, приходящаяся на 1 тыс. жителей Израиля составляет 608 м², Греции — 298 м² и Австрии — 220 м².

Общая площадь солнечных коллекторов, установленных к концу 2004 г., в странах ЕС достигла 13,96 млн м², а в мире уже превысила 150 млн м². Ежегодный прирост площади солнечных коллекторов в Европе в среднем составляет 12 %, а в отдельных странах находится на уровне 28 — 30 % и более. Мировой лидер по количеству коллекторов на 1 тыс. жителей — Кипр, где 90 % домов оборудованы солнечными установками (на 1 тыс. жителей приходится 615,7 м² солнечных коллекторов), за ним следуют Израиль, Греция и Австрия. Абсолютным лидером по площади установленных коллекторов в Европе является Германия — 47 %, далее следует Греция — 14 %, Австрия — 12 %, Испания — 6 %, Италия — 4 %, Франция — 3 %. Европейские страны — бесспорные лидеры в разработке новых тех-

нологий систем солнечного теплоснабжения, однако сильно уступают Китаю в объемах ввода в эксплуатацию новых солнечных установок. Из общей площади солнечных коллекторов, установленных в мире в 2004 г., 78 % установлено в Китае [14]. Рынок СВУ в Китае в последнее время растет с темпом 28 % в год. В 2007 г. общая площадь солнечных коллекторов, установленных в мире, уже составляла 200 млн м², в том числе в Европе — более 20 млн м² [3].

В настоящее время на мировом рынке стоимость СВУ (рис. 3.9), включающей коллектор площадью 5—6 м², бак-аккумулятор емкостью около 300 л и необходимую арматуру составляет 300—400 долл. США в расчете на 1 м² коллектора. Системы с резервным нагревателем (электрическим или газовым) преимущественно устанавливают в индивидуальных домах. При установке бака-аккумулятора выше коллектора система может работать на естественной циркуляции (термосифонный принцип); при установке бака-аккумулятора в подвале — на принудительной.

В мировой практике наиболее широко распространены малые системы солнечного теплоснабжения. Как правило, такие системы включают в себя солнечные коллекторы общей площадью 2—8 м², бак-аккумулятор, емкость которого определяется площадью установленных коллекторов, циркуляционный насос (в зависимости от типа тепловой схемы) и другое вспомогательное оборудование.

Активные системы большого размера, в которых бак-аккумулятор находится ниже коллекторов и циркуляция теплоносителя осуществляется с помощью насоса, применяются для нужд горячего водоснабжения

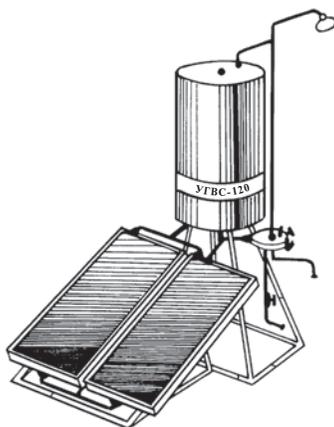


Рис. 3.9. Солнечная водонагревательная установка

и отопления. Как правило, в активных системах, участвующих в покрытии части нагрузки отопления, предусматривается дублирующий источник тепла, работающий на электроэнергии или газе.

Сравнительно новое явление в практике использования солнечного теплоснабжения — крупные системы, способные обеспечить нужды горячего водоснабжения и отопления многоквартирных домов или целых жилых кварталов. В таких системах предусмотрено либо суточное, либо сезонное аккумулирование тепла. Суточное аккумулирование предполагает возможность работы системы с расходом тепла, накопленного в течение нескольких суток, сезонное — в течение нескольких месяцев. Для сезонного аккумулирования тепла используют большие подземные резервуары, наполненные водой, в которые сбрасываются все излишки тепла, получаемого от коллекторов в течение лета. Другой вариант сезонного аккумулирования — прогрев грунта с помощью скважин с трубами, по которым циркулирует горячая вода, поступающая от коллекторов.

В табл. 3.1 приведены основные параметры крупных солнечных систем с суточным и сезонным аккумулированием тепла по сравнению с малой солнечной системой для односемейного дома [14].

Таблица 3.1

Основные параметры солнечных систем теплоснабжения

| Основные параметры | Тип системы | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------|-----------|
| | 1* | 2** | 3*** |
| Площадь коллекторов в расчете на одного человека, м ² /чел. | 1—1,5 | 0,8—1,2 | 1,5—2,5 |
| Объем теплового аккумулятора, л/м ² коллектора | 50—80 | 50—60 | 1500—2500 |
| Доля нагрузки горячего водоснабжения, покрываемая за счет солнечной энергии, % | 50 | 50 | — |
| Доля общей нагрузки, покрываемая за счет солнечной энергии, % | 15 | 20 | 40—50 |
| Стоимость тепла, получаемого за счет солнечной энергии, для условий Германии, Евро/кВт · ч | 0,2—0,4 | 0,08—0,15 | 0,17—0,25 |

Примечания:

* система горячего водоснабжения для односемейного дома.

** система центрального теплоснабжения с суточным аккумулированием тепла (более 40 квартир или свыше 100 человек).

*** система центрального теплоснабжения с сезонным аккумулированием тепла (более 100 квартир площадью 70 м²).

В настоящее время в Европе функционируют 10 солнечных систем теплоснабжения с площадью коллекторов от 2400 до 8040 м², 22 системы с площадью коллекторов от 1000 до 1250 м² и 25 систем с площадью коллекторов от 500 до 1000 м². Ниже приведены характеристики для некоторых крупных систем [14].

Hamburg (Германия).

Площадь отапливаемых помещений — 14 800 м². Площадь солнечных коллекторов — 3000 м². Объем водяного аккумулятора тепла — 4500 м³.

Fridrichshafen (Германия).

Площадь отапливаемых помещений — 33 000 м². Площадь солнечных коллекторов — 4050 м². Объем водяного аккумулятора тепла — 12 000 м³.

Ulm-am-Neckar (Германия).

Площадь отапливаемых помещений — 25 000 м². Площадь солнечных коллекторов — 5300 м². Объем грунтового аккумулятора тепла — 63 400 м³.

Rostock (Германия).

Площадь отапливаемых помещений — 7000 м². Площадь солнечных коллекторов — 1000 м². Объем грунтового аккумулятора тепла — 20000 м³.

Hemnitz (Германия).

Площадь отапливаемых помещений — 4680 м². Площадь вакуумных солнечных коллекторов — 540 м². Объем гравийно-водяного аккумулятора тепла — 8000 м³.

Attenkirchen (Германия).

Площадь отапливаемых помещений — 4500 м². Площадь вакуумных солнечных коллекторов — 800 м². Объем грунтового аккумулятора тепла — 9850 м³.

Saro (Швеция).

Система состоит из 10 небольших домов, включающих 48 квартир. Площадь солнечных коллекторов — 740 м². Объем водяного аккумулятора тепла — 640 м³. Солнечная система покрывает 35 % общей тепловой нагрузки системы теплоснабжения.

В настоящее время в России существует несколько фирм, выпускающих солнечные коллекторы, пригодные для надежной эксплуата-



Рис. 3.10. Солнечные коллекторы Ковровского механического завода

ции. Основные из них — это Ковровский механический завод, НПО «Машиностроение» и ЗАО «АЛЬТЭН».

Коллекторы Ковровского механического завода (рис. 3.10), не имеющие селективного покрытия, дешевые и простые по конструкции, ориентированы в основном на внутренний рынок. В Краснодарском крае в настоящее время установлено более 1500 коллекторов такого типа.

Коллектор НПО «Машиностроения» по характеристикам близок к европейским стандартам. Абсорбер коллектора выполнен из алюминиевого сплава с селективным покрытием и рассчитан главным образом на работу в двухконтурных схемах теплоснабжения, поскольку прямой контакт воды с алюминиевыми сплавами может привести к питтинговой коррозии каналов, по которым проходит теплоноситель.

Коллектор АЛЬТЭН-1 имеет совершенно новую конструкцию и удовлетворяет европейским стандартам, можно использовать как в одноконтурных, так и двухконтурных схемах теплоснабжения. Коллектор отличается высокими теплотехническими характеристиками, широким диапазоном возможных применений, небольшой массой и привлекательным дизайном.

Опыт эксплуатации установок на основе солнечных коллекторов выявил ряд недостатков подобных систем. Прежде всего это высокая стоимость коллекторов, связанная с селективными покрытиями, повышением прозрачности остекления, вакуумированием и т.д. Существенным недостатком является необходимость частой очистки

стекло от пыли, что практически исключает применение коллектора в промышленных районах. При длительной эксплуатации солнечных коллекторов, особенно в зимних условиях, наблюдается частый выход их из строя из-за неравномерности расширения освещенных и затемненных участков стекла за счет нарушения целостности остекления. Отмечается также большой процент выхода из строя коллекторов при транспортировке и монтаже. Значительным недостатком работы систем с коллекторами является также неравномерность загрузки в течение года и суток. Опыт эксплуатации коллекторов в Европе и европейской части России при высокой доле диффузной радиации (до 50 %) показал невозможность создания круглогодичной автономной системы горячего водоснабжения и отопления. Все гелиосистемы с солнечными коллекторами в средних широтах требуют устройства больших по объему баков-аккумуляторов и включения в систему дополнительного источника энергии, что снижает экономический эффект от их применения. В связи с этим наиболее целесообразно их использование в районах с высокой интенсивностью солнечной радиации (не ниже 300 Вт/м^2).

3.1.5. Эффективное использование солнечной энергии

В жилых и административных зданиях солнечную энергию в основном используют в форме тепла для удовлетворения нужд в горячем водоснабжении, отоплении, охлаждении, вентиляции, сушке и т.п. Использование солнечного тепла с экономической точки зрения наиболее выгодно при создании систем горячего водоснабжения и в близких к ним по техническому воплощению установках для подогрева воды (в бассейнах, промышленных устройствах). Горячее водоснабжение необходимо в каждом жилом доме, и, поскольку потребности в горячей воде относительно мало меняются в течение года, эффективность таких установок высокая и они быстро окупаются. Что касается систем солнечного отопления, то период их использования в течение года короткий, в отопительный период интенсивность солнечного излучения низкая и соответственно площадь коллекторов значительно больше, чем в системах горячего водоснабжения и экономическая эффективность ниже. Обычно при проектировании совмещают систему солнечного отопления и горячего водоснабжения.

В системах солнечного охлаждения период эксплуатации еще ниже (три летних месяца), что влечет к продолжительному простоям оборудования и очень низкому коэффициенту их использования. С учетом высокой стоимости оборудования для охлаждения экономическая эффективность систем становится минимальной.

Годовой коэффициент использования оборудования в комбинированных системах теплоснабжения (горячее водоснабжение, отопление и охлаждение) получается наиболее высоким, и эти системы на первый взгляд более выгодны, чем комбинированные системы отопления и горячего водоснабжения. Однако если при этом учесть стоимость необходимых солнечных коллекторов и механизмов системы охлаждения, то окажется, что такие солнечные установки будут очень дорогими и едва ли станут экономически выгодными.

При создании систем солнечного отопления следует применять пассивные схемы, в которых предусмотрено повышение теплоизоляции здания и эффективное использование поступающего через оконные проемы солнечного излучения. Проблему теплоизоляции необходимо решать на основе архитектурно-конструктивных элементов, с использованием малотеплопроводных материалов и конструкций. Недостающее тепло рекомендуется восполнять при помощи активных солнечных систем.

3.1.6. Экономические характеристики солнечных коллекторов

Основная проблема широкого использования солнечных установок связана с их экономической эффективностью по сравнению с обычными системами теплоснабжения. Стоимость тепловой энергии в установках с солнечными коллекторами выше, чем в установках с традиционным топливом. Срок окупаемости солнечной тепловой установки $T_{ок}$ можно определить по формуле

$$T_{ок} = \frac{C}{(EЦ_T - I_{эк})}, \quad (3.5)$$

где C — удельная стоимость солнечной установки, руб/м²; E — годовое количество энергии, вырабатываемое солнечной установкой, кВт · ч/(м² · год); $Ц_T$ — стоимость энергии традиционного источника, руб/(кВт · ч); $I_{эк}$ — издержки эксплуатации, руб/(м² · год).

Экономический эффект установки солнечных коллекторов в зонах централизованного энергоснабжения \mathcal{E} может быть определен как доход от продажи энергии в период всего срока службы установки за вычетом издержек эксплуатации:

$$\mathcal{E} = (T_{сл} - T_{ок})(EЦ_T - I_{эк})S, \quad (3.6)$$

где $T_{сл}$ — срок службы установки; S — площадь коллекторов, м².

В табл. 3.2 представлена стоимость систем солнечного теплоснабжения (в ценах 1995 г.) [19]. Данные показывают, что отечественные

Стоимость систем солнечного теплоснабжения

| Наименование | Основные параметры | Удельная стоимость, долл/м ² | |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------|------------|
| | | отечественные | зарубежные |
| Солнечные коллекторы | Площадь солнцеприемной панели 0,8—1,6 м ² | 100—250 | 290—500 |
| Системы горячего водоснабжения | На 1 м ² установленных коллекторов | 200—500 | 500—1000 |
| Системы отопления и горячего водоснабжения | Те же | 600—1200 | 1500—2000 |

разработки в 2,5—3 раза дешевле зарубежных. Низкая цена отечественных систем объясняется тем, что они выполнены из дешевых материалов, простые по конструкции и ориентированы на внутренний рынок.

Удельный экономический эффект (\mathcal{E}/S) в зоне централизованного теплоснабжения, в зависимости от срока службы коллекторов, составляет от 200 до 800 руб/м².

Гораздо больший экономический эффект имеют установки теплоснабжения с солнечными коллекторами в регионах, удаленных от централизованных энергосетей, которые в России составляют свыше 70 % ее территории с населением около 22 млн человек. Эти установки предназначены для работы в автономном режиме на индивидуальных потребителей, где потребности в тепловой энергии весьма значительны. В то же время стоимость традиционных видов топлива намного выше их стоимости в зонах централизованного теплоснабжения из-за транспортных расходов и потерь топлива при транспортировке, т.е. в стоимость топлива в регионе $C_{\text{тр}}$ включается региональный фактор r_p :

$$C_{\text{тр}} = r_p C_{\text{т}} \quad (3.7)$$

где $r_p > 1$ и для различных регионов может изменять свое значение. В то же время удельная стоимость установки C почти не изменяется по сравнению со стоимостью $C_{\text{т}}$. Поэтому при замене $C_{\text{т}}$ на $C_{\text{тр}}$ в (3.5) и (3.6) рассчитываемый срок окупаемости автономных установок в зонах, удаленных от централизованных сетей, уменьшается в r_p раз, а экономический эффект возрастает пропорционально r_p .

В настоящее время, когда цены на энергоносители постоянно растут и неравномерны в регионах России из-за условий транспортировки, экономическая целесообразность использования солнечных коллекторов сильно зависит от местных социально-экономических, географических и климатических условий.

3.2. Солнечные электростанции

3.2.1. Солнечные электростанции с центральным приемником

Солнечные электростанции (СЭС) с термодинамическим циклом преобразования используют концентрированное солнечное излучение для нагрева промежуточного теплоносителя или непосредственно рабочего тела теплосиловой установки. В качестве концентраторов преимущественно используются зеркальные системы в виде:

- поля отдельных плоских гелиостатов, следящих за Солнцем и фокусирующих прямую солнечную радиацию на гелиоприемник, установленный наверху высокой башни (башенные СЭС);
- параболоцилиндров, следящих за Солнцем по одной координате, в фокусе которых установлена приемная труба, по которой протекает нагреваемая жидкость. Для уменьшения тепловых потерь и достижения высоких температур подогрева труба заключена в вакуумированную прозрачную оболочку;
- параболоидов, в фокусе которых находится тепловоспринимающая поверхность двигателя Стирлинга, газотурбинной установки, либо нагревателя рабочего тела паротурбинной установки.

Из названных схем наибольшее распространение получили СЭС с параболоцилиндрическими концентраторами. В начале 90-х годов прошлого столетия в Калифорнии (США) было сооружено девять СЭС этого типа с суммарной мощностью 354 МВт. Часть из них работает и до сих пор. В качестве теплоносителя, нагреваемого в концентраторе до температуры 380 °С, используется высокотемпературное минеральное масло, отдающее тепло водяному пару — рабочему телу паротурбинной установки. Предусмотрено дополнительное сжигание (до 20 % в год по теплу) природного газа. В последнее время в различных странах (Египте, Индии, Марокко, Мексике) обсуждаются проекты создания подобных СЭС, однако окончательных решений по этому поводу не принято.

Примерно в это же время в разных странах (в том числе в СССР) были сооружены СЭС башенного типа мощностью от 1 до 10 МВт. Наиболее известна СЭС Solar One мощностью 10 МВт, сооруженная в США и впоследствии реконструированная в Solar Two с той же мощностью. Solar Two проработала несколько лет и после проведения запланированного цикла исследований была остановлена из-за неконкурентоспособности. Особенностью этих СЭС является работа только за счет солнечной энергии, без использования обычного топлива. С этой целью схема СЭС включает тепловой аккумулятор, использующий расплавленную соль, и позволяющий несколько продлить работу СЭС за пределы светового дня. Ряд СЭС подобного



Рис. 3.11. Поле зеркал Крымской солнечной электростанции

рода планируется создать в Испании, где действует благоприятное для солнечных установок законодательство (премия 0,12 евро/кВт · ч сверх базовой цены за электроэнергию). В ЮАР в стадии рассмотрения находится проект башенной СЭС мощностью 100 МВт.

В 80-е годы прошлого столетия в Крыму была построена первая экспериментальная солнечная электростанция (СЭС-5) мощностью 5 МВт с термодинамическим циклом преобразования энергии (рис. 3.11). Парогенератор СЭС-5 установлен на вершине башни высотой 70 м, расположенной в центре кругового поля гелиостатов, которые концентрируют и направляют солнечную радиацию на его поверхности нагрева, размещенные по всему открытому снаружи периметру. Парогенератор выполнен в виде 16-гранника с диаметром описанной окружности 7176 мм и высотой обогреваемой части 7000 мм. Его поверхность нагрева образована вертикально-трубными цельносварными панелями, расположенными по граням его наружного периметра. Гелиостаты в количестве 1600 шт. концентрическими кругами расположены на площадке радиусом более полукилометра. Каждый гелиостат оснащен специальным устройством для поворота зеркала площадью 25 м². Зеркала должны двигаться непрерывно вслед за Солнцем, чтобы при любом положении Солнца ни один из них не оказался в тени, а отбрасываемый каждым из них солнечный зайчик попал бы точно в вершину башни, где расположен паровой котел. Солнечный парогенератор предназначен для получения 7,8 кг/с насыщенного пара давлением 4 МПа. Пар высокого давления температурой 250 °С приводит во вращение турбину, которая, в свою очередь, — электрогенератор. Опыт эксплуатации СЭС-5 показал, что ее характеристики ниже зарубежных аналогов и выявил серьезные ошибки в проектировании.

Зарубежный опыт создания СЭС свидетельствует о том, что в перспективе такие станции станут конкурентоспособными с обычными источниками электроэнергии.

Мощность СЭС с параболическими концентраторами ограничена размерами параболоида. Наибольший параболоид, сооруженный в Австралии, имеет площадь апертуры в 400 м^2 , и с двигателем Стирлинга при КПД около 20 % мог бы развивать мощность до 60 кВт. Все другие СЭС с параболоидами создавались как опытные образцы мощностью 10—25 кВт.

3.2.2. Солнечные фотоэлектрические преобразователи

Впервые на связь электричества и света указал Максвелл. В дальнейшем эта связь была доказана профессором МГУ А.Г. Столетовым, в экспериментальной установке которого (1888 г.) потек электрический ток, рожденный световыми лучами. В 1954 г. Пирсон, Чепмен и Фуллер осветили лучами две различные кремниевые пластины, соединенные вместе наподобие бутерброда. Образовалась электрическая цепь, в которой в результате внутреннего фотоэффекта возник ток.

Прямое преобразование солнечной радиации в электроэнергию осуществляется полупроводниковыми фотоэлектрическими преобразователями (ФЭП). Российские ученые являются признанными лидерами в сфере конструирования материалов для полупроводниковых элементов. Исследователям, во главе с нобелевским лауреатом академиком Ж. Алферовым, удалось создать совершенно новые структуры полупроводниковых материалов для фотоэлементов. В настоящее время наибольшее распространение получили ФЭП на основе кремния, легированного элементами III и V групп для получения так называемого *p-n*-перехода. Применяются ФЭП из монокристаллического, поликристаллического и аморфного кремния. Основой ФЭП являются солнечные элементы, в виде многогранника или круга диаметром до 100 мм. Элементы собираются в модули, имеющие при стандартной инсоляции мощность до 100 Вт (рис. 3.12). Из таких модулей набираются батареи в ряде случаев мощностью до нескольких мегаватт.

Преимуществом ФЭП является то, что он использует как прямое, так и рассеянное излучение, не требует слежения за Солнцем и практически не нуждается в обслуживании. Лучшие серийно производимые модули из монокристаллического кремния имеют КПД около 18 % и стоимость 3,5—4 долл/Вт.

По данным МЭА в 20 индустриально развитых странах суммарная установленная мощность ФЭП к концу 2003 г. составила 1,8 ГВт, причем только за 2003 г. она возросла на 0,43 ГВт [24]. В 2005 г. в мире было произведено ФЭП суммарной мощностью 1,727 ГВт, а к концу 2010 г. предполагается увеличение производства в 3,5 раза [21].

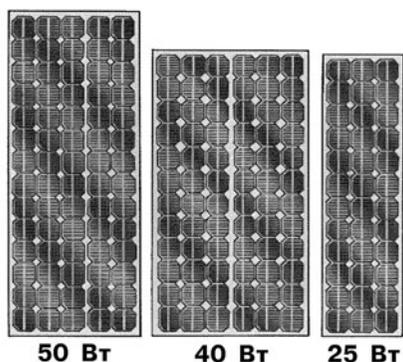


Рис. 3.12. Модули ФЭП фирмы «Муссон»

Несмотря на высокие темпы увеличения установленной мощности ФЭП как в развитых, так и в развивающихся странах, за счет высокой стоимости материалов и технологии изготовления, стоимость электроэнергии от ФЭП все еще высока — в благоприятных условиях около 0,20 цент/кВт·ч. Некоторую перспективу снижения стоимости электроэнергии связывают с работой ФЭП на концентрированном солнечном излучении. При этом уменьшается удельная стоимость собственно ФЭП, но добавляется стоимость концентрирующего устройства. В этом случае оказывается целесообразным применять вместо кремния более дорогие материалы и структуры, обеспечивающие более высокий КПД. Однако такие системы пока не нашли распространения.

На юго-востоке Испании ведутся работы по созданию 5 МВт СЭС (рис. 3.13). Новое солнечное предприятие объединит 500 установок по 10 кВт каждая, общей поверхностью солнечных панелей около 350 тыс. м². Благодаря применению двуслойной системы слежения за Солнцем, индивидуальные фотоэлектрические системы будут постоянно повернуты к светилу, что позволит максимально использовать его энергию от рассвета до заката. Согласно предварительным расчетам, применение следящей системы по сравнению с неподвижными модулями позволит повысить выработку электроэнергии на 40—45%. Это увеличит производство электроэнергии примерно на 2000 кВт·ч/год с каждого киловатта установленной мощности СЭС, что даст ежегодную прибавку в выработке электроэнергии до 10 ГВт·ч [16].

Создание нового фотоэлектрического предприятия происходит на фоне принятого в Испании плана развития возобновляемой энергии



Рис. 3.13. Батареи фотоэлектрического преобразователя

тики, в котором правительство поставило цель установить 400 МВт фотоэлектрических солнечных систем к 2010 г.

В Германии введено в действие крупнейшее из создаваемых когда-либо предприятий для производства солнечных панелей. Оно построено неподалеку от уже действующего аналогичного предприятия Aleo/SMO. Его производственная мощность составляет 90 МВт, что соответствует примерно 550 тыс. модулей в год. Это количество ежегодно производимых фотоэлементов обеспечит электроэнергией около 45 тыс. человек. Создание предприятия явилось ответом не только на быстрый рост внутреннего рынка фотоэлектрических технологий Германии, но также — на стремительный рост мирового рынка этих технологий.

В России имеются достаточная научная база для развития фотоэнергетики и мощное производство, которое способно создавать любые современные солнечные фотоэлектрические установки. Экономический потенциал солнечной энергии в России сравнительно невелик, из чего следует, что сооружение СЭС с термодинамическим циклом вряд ли целесообразно. Вместе с тем условия для создания солнечных водонагревательных установок (СВУ) для горячего водоснабжения существуют практически повсеместно, особенно в теплое полугодие. Солнечное отопление с помощью систем подогрева теплоносителя в солнечных коллекторах для России экономически нецелесообразно. Малая плотность потока солнечной радиации, поступающей в холодное время года, потребовала бы непомерно больших размеров солнечных коллекторов в расчете на единицу отапливаемой площади [27]. Однако представляет интерес пассивное использование солнечного тепла за счет разумной архитектуры зданий.

Наряду с СВУ солнечную энергию целесообразно использовать для производства электроэнергии с помощью ФЭП в установках небольшой мощности, например в системах связи, сигнализации, навигации, для бытовых нужд в труднодоступных районах и т.п. (рис. 3.14).

Особый интерес представляют автономные системы электроснабжения малой мощности (до 6 кВт), которые можно использовать на небольших предприятиях, фермерских хозяйствах, в индивидуальных жилых домах (рис. 3.15). Недостатком такого электропитания является несогласованность величины и времени поступления электроэнергии от источника к потребителю. Так, при отсутствии солнечного излучения перестает работать солнечная батарея и к потребителю не поступает электроэнергия. То же происходит с ветроэнергетической установкой, если скорость ветра ниже 3 м/с.

Добавив к системе электропитания аккумулятор, можно избавиться от указанных недостатков. Избыток электроэнергии, вырабаты-



Рис. 3.14. Фотоэлектрическая установка на спине верблюда

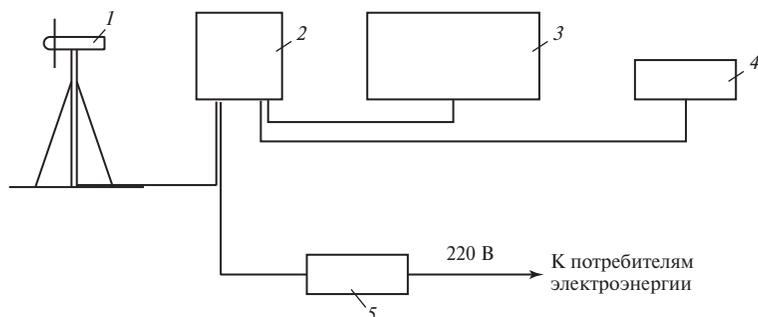


Рис. 3.15. Автономная система электроснабжения на базе ветрогенератора и фотоэлектрического преобразователя:

1 — ветрогенератор; 2 — блок управления; 3 — фотоэлектронный преобразователь; 4 — аккумуляторная батарея; 5 — инвертор

ваемой различными источниками, может запасаться аккумуляторной батареей (АБ). Инвертор преобразует постоянное напряжение 24 В в переменное напряжение 220 В. К выходу инвертора подключают потребителей электроэнергии.

Высокая стоимость электроэнергии от ФЭП обусловлена дороговизной кремния высокой чистоты и технологических процессов.

3.3. Солнечно-водородная энергетика

3.3.1. Солнечно-водородное производство

Солнечная энергия — это не только солнечное излучение, но и другие виды энергии, которые наше светило производит не направленную (ветровая энергия, гидравлическая энергия рек, энергия биомассы, энергия океана).

Хотя солнечная энергия в своем прямом и косвенном воздействии естественна для окружающей среды, у нее все же есть свои недостатки. Она не столь удобна для использования, как бензин или природный газ. К примеру, мы не можем просто заправить машину солнечной энергией где и когда угодно. Кроме того, Солнце в среднем светит только 6—8 ч в день. Прямое и косвенное воздействие солнечной энергии сосредоточено в областях, далеких от центров ее потребления. Энергия солнечных лучей сильнее всего в тропиках и субтропиках, в то время как основные потребители сосредоточены в умеренных зонах. Энергия ветра наибольшая в полярных регионах и не столь велика в умеренных областях. То же самое можно сказать и о гидроэнергии, термальной энергии океанов, энергии волн, течений и приливов — в большинстве своем она наименее доступна в тех районах, где более всего нужна.

Существуют места, где в какое-то время и прямое и не прямое воздействие солнечной энергии недоступно. И даже если эта энергия присутствует, она дается нам не в той форме, в которой ее можно применить дома, на заводе или в транспортной системе, поэтому необходимо каким-нибудь образом аккумулировать энергию солнца, ветра, волн, океанического тепла, приливов и течений тогда и там, где она доступна [5]. Другими словами, нужен накопитель энергии, который будет действовать как связующее звено между солнечной энергией (прямой и не прямой) и потребителем.

Это связующее звено должно отвечать следующим условиям:

- оно должно быть удобно в хранении и транспортировании;
- это должно быть топливо, которое можно использовать на транспорте, в домах и промышленности;
- оно должно отвечать требованиям экологической чистоты;
- его ресурсы должны быть неограниченными.

Водород лучше всех отвечает перечисленным условиям. Он не производит никаких веществ, вызывающих парниковый эффект, никаких химикатов, образующих смог и кислотные дожди. Все, что он производит — это электричество и водяной пар.

Водород также и эффективное топливо. Он может быть преобразован в другие формы энергии (механическую и электрическую) более эффективно, чем другие виды топлива. Например, в автомобилях его КПД составляет 60 %, в то время как эффективность бензина — всего 25 % [5].

На Земле водород в свободной форме встречается редко, в основном он соединен с кислородом, образуя воду. Водород очень хорошо восполняет недостатки солнечной энергетики, и это соединение солнечного излучения и водорода называют солнечно-водородной энергетической системой. В ней водород производится с использованием солнечной энергии в ее прямой или косвенной форме, в зависимости от того, как удобнее. Затем он может переправляться по трубопроводам или в танкерах в районы потребления, где из него получают электроэнергию или сразу используют в качестве топлива. Традиционные топливные ресурсы успешно можно заменить водородом, получая при этом значительную выгоду и не ухудшая состояния окружающей среды.

Солнечная энергия не всегда и не везде доступна. В среднем ее можно получать в течение примерно одной трети суток, и даже тогда ее интенсивность меняется от слабой по утрам и вечерам до максимальной в полдень. Поэтому солнечную энергию необходимо запасать в те моменты, когда ее много, чтобы использовать потом, когда она отсутствует. С помощью солнечной энергии экологически чистый водород можно производить четырьмя различными путями — прямым нагревом, термохимическим путем, электролизом и фотолизом.

Прямой нагрев. В этом методе водяной пар нагревается до 1400 °С или выше, после чего молекулы воды начинают распадаться, образуя газообразные водород и кислород. Чем выше температура, тем выше скорость распада молекул в паре. Для получения большого количества водорода нагрев необходимо проводить при температуре 2500—3000 °С, что возможно при использовании параболических зеркал, фокусирующих солнечную энергию на контейнеры с водой.

Термохимический метод. Пар температурой 300—1000 °С пропускают через железный порошок, что приводит к окислению железа кислородом и высвобождению связанного водорода.

Электролитический метод. Технология этого метода хорошо разработана. С ее помощью элементы, подобные автомобильным аккумуляторам, используются для производства водорода и кисло-

рода из воды. Каждый элемент состоит из двух электродов, помещенных в электролит (воду с химическими добавками, повышающих ее электропроводность), и подсоединен к источнику постоянного тока. Если к электродам приложить напряжение, достаточное для возникновения тока, то кислород будет выделяться на аноде, а водород — на катоде.

Фотолитический метод. В этом случае солнечное излучение используется для прямого разложения воды на водород и кислород. Молекулы воды поглощают мельчайшие частицы, из которых состоят солнечные лучи — фотоны. Захватив много этих частиц, молекула распадается на водород и кислород. Это явление называется фотолитом. Для инициирования разложения воды в нее добавляют различные неорганические вещества, которые будут поглощать больше фотонов, чем это может сделать вода. Фотолитический метод получения водорода не очень эффективен, хотя он дешевле, чем остальные методы.

Таким образом, водород является экологически чистым посредником в применении солнечной энергии. Сначала, используя солнечную энергию (прямую и непрямую), получают электроэнергию. Далее, используя электроэнергию в электролизных установках, из воды получают водород — новое экологически чистое топливо — и кислород, который может быть выпущен в атмосферу или как-нибудь использован. Потом с помощью танкеров или трубопроводов водород транспортируют в центры потребления. Там водород будет сожжен в качестве топлива в двигателях внутреннего сгорания вместо бензина и дизельного топлива или использован в топливных элементах для получения механической, электрической и тепловой энергии. Конечным продуктом всех этих процессов будет вода. В перспективе солнечно-водородные системы должны обеспечить человечество экологически чистой энергией.

Возможны следующие схемы электролитического получения водорода за счет солнечной энергии: электролиз воды электрическим током, вырабатываемым путем прямого преобразования энергии излучения Солнца в электроэнергию с помощью солнечных батарей, и электролиз воды электрическим током, вырабатываемым тепловой солнечной станцией в паровом цикле обычного типа (рис. 3.16). Общая эффективность схемы, показанной на рис. 3.16, *а*, составляет от 5 до 12 % (при КПД электролизера 75—80 % и КПД кремниевых фотобатарей 16—20 %). Общая эффективность схемы на рис. 3.16, *б* при прежнем значении КПД электролизера достигает 21 % при температуре пара на входе в турбину 825 К и на выходе 300 К [28].

Особое значение для локальных потребителей северных труднодоступных районов, где малые реки промерзают, имеют ветроводо-

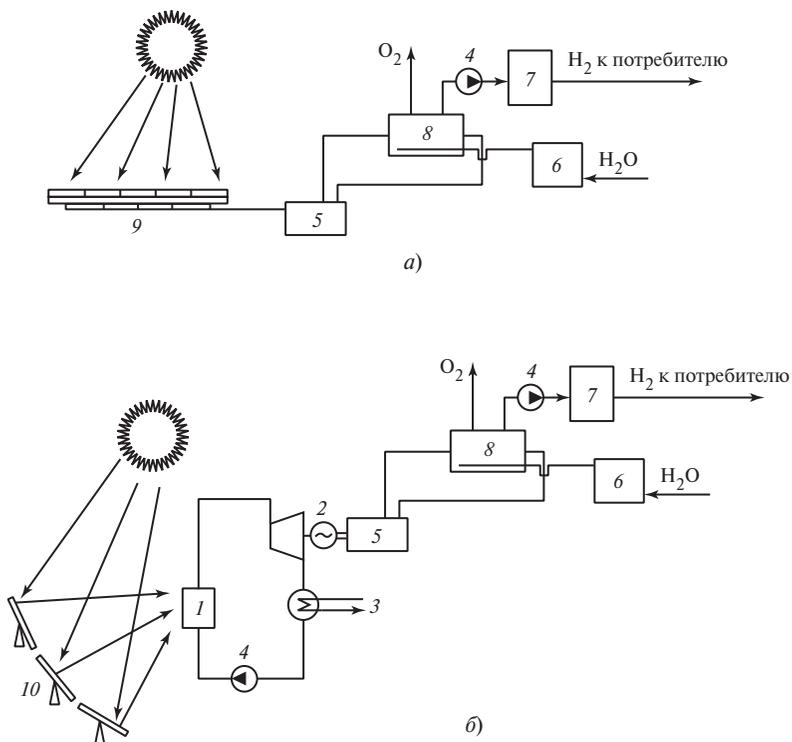


Рис. 3.16. Возможные схемы получения водорода электролизом воды за счет солнечной энергии:

1 — парогенератор; 2 — турбоагрегат; 3 — конденсатор; 4 — насос; 5 — преобразовательное устройство; 6 — блок приготовления раствора; 7 — хранилище водорода; 8 — электролизер; 9 — фотоэлектрогенератор; 10 — концентраторы солнечного излучения

родные электростанции (ВВЭС). Получение водорода электролизным разложением воды, его аккумулятирование в периоды сильного ветра (при избытке электроэнергии, вырабатываемой ветроагрегатами) и использование накопленного водорода как топлива в теплоагрегатах в периоды слабого ветра кардинально решают задачу гарантированного электроснабжения от ВВЭС. Упрощенная схема получения и преобразования энергии в системе ВВЭС представлена на рис. 3.17 [7].

На рис. 3.18. представлена схема получения водорода за счет геотермальной энергии. В предложенной схеме электроэнергия бинарной ГеоЭС в ночное время используется в электролизной установке для получения водорода.

Водород можно получать из углеводородного сырья (в частности из природного газа) и органических отходов с использованием ядер-

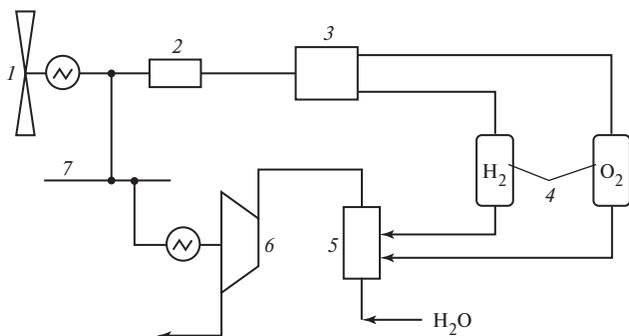


Рис. 3.17. Схема получения и преобразования энергии в системе ветроводородной электростанции:

1 — ветроэнергетический агрегат; 2 — трансформаторно-выпрямительный блок; 3 — блок электролизера; 4 — ресиверы для хранения водорода и кислорода; 5 — парогенератор; 6 — турбогенераторный блок; 7 — сборные шины электростанции

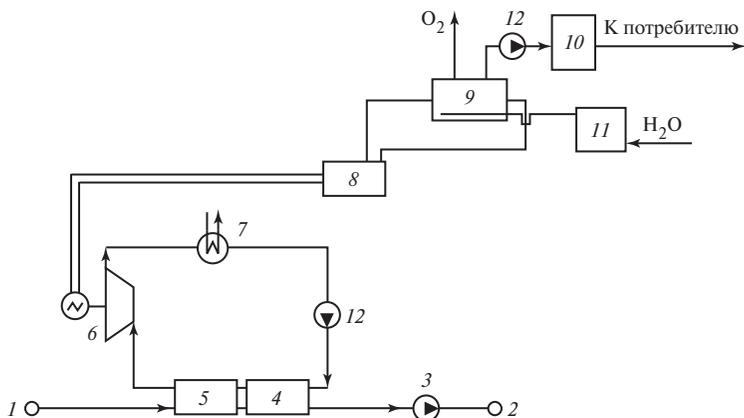


Рис. 3.18. Схема получения водорода электролизом воды за счет геотермальной энергии:

1 и 2 — добычная и нагнетательная геотермальные скважины; 3 — насосная станция закачки отработанной термальной воды; 4 — теплообменник-подогреватель; 5 — испаритель; 6 — турбоагрегат; 7 — конденсатор; 8 — преобразовательное устройство; 9 — электролизер; 10 — хранилище водорода; 11 — блок приготовления раствора; 12 — насос

ной энергии, угля и промежуточных энергоносителей. Производство водорода из углеводородов и органических отходов чаще всего осуществляется термохимическими методами, а при производстве из воды традиционно используется электролиз. Для целей водородной энергетики необходима разработка новых экономичных, экологически чистых методов получения водорода.

Одним из перспективных методов получения водорода в ближайшей перспективе может стать производство водорода с помощью бактерий. При таком методе процесс идет по схеме фотосинтеза: солнечный свет поглощается сине-зелеными водорослями, которые довольно быстро растут. Эти водоросли могут служить пищей для некоторых бактерий, в процессе жизнедеятельности выделяющих из воды водород. Исследования, которые были проведены с разными видами бактерий, показали, что всю энергетику города с миллионным населением может обеспечить водород, выделенный бактериями, питающимися сине-зелеными водорослями на плантации площадью около 18 км².

3.3.2. Хранение и использование водорода

В больших количествах водород лучше всего хранить под землей. Для этого можно использовать выработанные коллекторы-пустоты, оставшиеся после выкачивания нефти и природного газа, или шахты и прочие подземные сооружения. Подобные хранилища имеются в Великобритании и Франции. Запасенный водород в небольших количествах можно перевозить и распределять в топливозаправках как газ, но там где требуется его большое количество, трубопроводы являются гораздо более экономичным способом транспортировки. В США и Европе накоплен некоторый опыт безопасной транспортировки водорода по трубам.

В водородной энергетической системе из воды, одновременно с водородом, производится и кислород. Он также может быть помещен в хранилища и доставлен по трубопроводам к месту потребления или выброшен в атмосферу. При сжигании водород соединяется с кислородом или из хранилища, или прямо из воздуха.

Электричество может быть получено из водорода тремя разными путями — с использованием газовой турбины, паровой турбины и топливного элемента. Газовые турбины используют для получения механической энергии и производства электроэнергии при соединении турбины с генератором. Обычно в газотурбинных установках используется природный газ, продуктами сгорания которого является углекислота и другие загрязнители окружающей природной среды. При использовании в газовой турбине водорода энергию можно получать более эффективно, не загрязняя при этом окружающей среды. Большие количества механической и электрической энергии получают от паровых турбин с использованием угля и мазута, что приводит к значительному загрязнению окружающей среды продуктами их сгорания. Однако пар можно получить более чистым путем, сжигая водород в чистом кислороде. Как топливо для транспорта

водород удобнее и безопаснее применять в жидком виде; в пересчете на 1 кг массы он в несколько раз превосходит керосин по теплотворной способности. В то же время плотность жидкого водорода значительно меньше плотности керосина, поэтому требуется больший объем топливных баков, которые к тому же должны иметь высококачественную изоляцию.

Наиболее безопасно аккумулирование и хранение водорода в твердофазном связанном состоянии в металлгидридах и композитных наноструктурных материалах (водород «хранится» в межатомных пространствах кристаллической решетки металла). Для выделения свободного водорода металл нужно нагреть до невысокой температуры. Исследования и разработки таких новых технологий охватывают как создание и исследование новых металлгидридных систем, так и систем на основе новых водородпоглощающих материалов. В созданных к настоящему времени низкотемпературных обратимых металлгидридных системах хранения весовое содержание доступного водорода составляет не более 2 % при его объемной плотности, превышающей плотность жидкого водорода. Для использования в крупномасштабных и транспортных системах аккумулирования такое низкое массовое содержание водорода является серьезным барьером. Существенно большего весового содержания водорода (до 5 % веса) удается достичь для высокотемпературных обратимых металлгидридных систем. Однако для их функционирования необходимы источники высокопотенциального тепла, что снижает экономическую эффективность таких систем аккумулирования. В этой связи важнейшими задачами при создании эффективных устройств для хранения водорода в твердофазном связанном состоянии являются разработки новых поглощающих материалов (в том числе композитных, каталитических и наноструктурных) с улучшенной кинетикой сорбции и повышенной емкостью по водороду [26].

Решение указанных проблем может привести к радикальному расширению практического использования аккумулирующих устройств с применением водородопоглощающих материалов в автотранспорте и автономной энергетике. Это имеет особое значение для целей безопасного хранения водорода на борту транспортных средств, использующих энергоустановки на базе топливных элементов.

Хранение водорода возможно в ограниченных количествах и в сосудах баллонного вида при соответствующем высоком давлении. Использование водорода как экологически чистого энергоносителя для производства электроэнергии возможно как в топливных элементах (рис. 3.19), так и в водородосжигающих энергетических установках (рис. 3.20) [26].

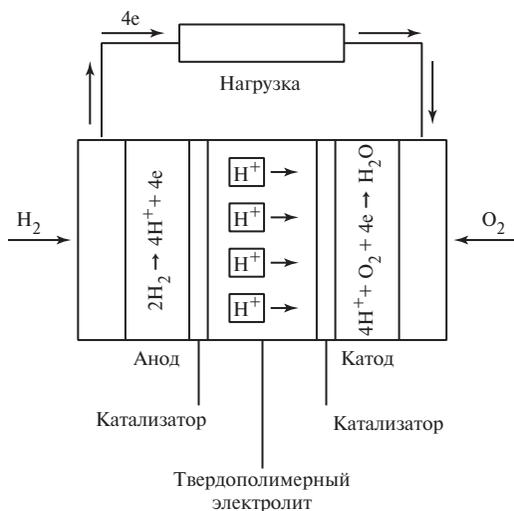


Рис. 3.19. Схема твердополимерного воздушно-водородного топливного элемента

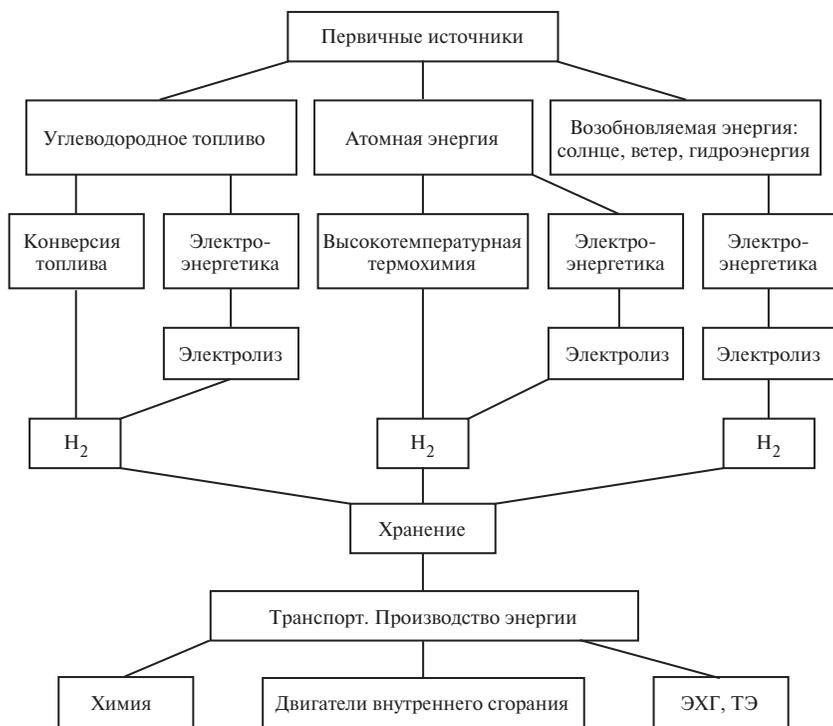


Рис. 3.20. Использование водорода в водородсжигающих установках

3.3.3. Топливные элементы

Топливный элемент (ТЭ) — это химический источник генерирования тока, его простейшим аналогом является обычная электрическая батарейка. Внутри ТЭ расположены два электрода, между которыми находятся мембрана и катализатор.

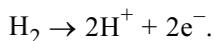
В ТЭ водород соединяется с кислородом, в результате чего вырабатывается электричество; при этом конечным продуктом является вода — источник водорода, так что процесс получается возобновляемым и экологически чистым. В ТЭ реализуется разомкнутый процесс (близкий к изотермическому), а не цикл, и ограничения, связанные с КПД цикла, здесь неприменимы. Теоретически вся химическая энергия топлива может быть превращена в ТЭ в электроэнергию.

Теоретический КПД водород-кислородного ТЭ, рассчитанный как отношение произведенной электроэнергии к теплоте реакции, близок к единице. Топливные элементы используются на борту космических кораблей, производя электричество и воду для космонавтов. Электростанция на ТЭ мощностью 4,5 МВт работает в Японии с 1984 г.

Трудность реализации ТЭ заключается в необходимости осуществления реакции топлива с окислителем электрохимическим путем, для чего оба компонента реакции должны быть вначале превращены в ионы. В ТЭ ионизация топлива и окислителя осуществляется при умеренных температурах за счет применения активных катализаторов, включающих металлы платиновой группы. Существуют несколько типов ТЭ, различающихся электролитом, и наличием промежуточных реакций [25]:

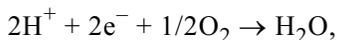
1. со щелочным электролитом (ЩТЭ);
2. с фосфорной кислотой (ФТЭ);
3. с твердополимерными мембранами (ТПТЭ);
4. с расплавом карбонатов (РКТЭ);
5. с твердооксидным электролитом (ТОТЭ).

Топливом для этих ТЭ служит водород, а окислителем является кислород или воздух. Принцип действия ТЭ проще всего проиллюстрировать на примере ЩТЭ, который являлся первым типом ТЭ, примененным как источник энергии для космических аппаратов. На аноде такого ТЭ, к которому подводится газообразный молекулярный водород, происходят его диссоциация и ионизация:



В качестве электролита обычно используется раствор щелочи КОН с концентрацией 30—50 % (масс.). Топливный элемент со щелочным электролитом работает при температуре 100—250 °С. Образовавшиеся ионы водорода за счет разности потенциалов анода и катода диффундируют через слой электролита к катоду. Электроны,

образовавшиеся на аноде, при замыкании внешней электрической цепи перетекают к катоду, совершая полезную работу. На катоде происходит реакция:



т.е. единственным продуктом при работе ЩТЭ является вода (водяной пар).

В ТЭ электроды и электролит в реакции не участвуют, но в реальных конструкциях со временем загрязняются примесями топлива. Отличие ТЭ от гальванических заключается в том, что в них используются не расходоуемые электроды, которые могут работать длительное время. Эффективность реального ТЭ во многом зависит от каталитических свойств электродов, обеспечивающих ионизацию реагентов. Для ЩТЭ в качестве катализаторов используются никель, серебро, металлы платиновой группы и др.

Для транспортной энергетики наибольший интерес представляет ТПТЭ, в котором проводником ионов водорода служит тонкая твердая полимерная мембрана. Рабочая температура ТПТЭ существенно ниже, чем для других ТЭ, и составляет 60—80 °С. Одной из проблем для ТПТЭ является организация отвода воды, образующейся при реакции водорода с кислородом.

Разработка ТПТЭ была начата компанией General Electric в конце 1950-х годов, и одной из основных проблем стало создание химически стойкого электролита с низким удельным сопротивлением и высокой механической прочностью. Протонопроводящие мембраны — это полимеры с ионогенными (диссоциирующими на ионы) группами, образующие водонерастворимые ионообменные мембраны за счет пространственной сшивки полимерных цепей. При контакте с водой мембрана набухает и происходит диссоциация ионогенных групп, в результате чего ионы водорода получают возможность перемещаться между фиксированными в полимере кислотными, в частности, сульфогруппами [10]. Хотя мембрана из твердополимерного электролита тонка (около 120 мкм), она обладает низкой газопроницаемостью и снижает вероятность смешения взрывоопасных реагентов. В качестве электрокатализаторов в таких установках используют металлы платиновой группы. Поскольку твердополимерный электролит и катализаторы не взаимодействуют с СО, в качестве окислителя может быть использован атмосферный воздух.

Топливные элементы могут быть самого разного размера: маленькие, размером вдвое меньшим домашнего кондиционера, могут обеспечить все потребности квартиры или дома в электричестве, большие — снабжать энергией крупных потребителей. В зависимости от типа ТЭ его эффективность может меняться от 40 до 85 %. Кроме электриче-

ства эти элементы производят еще и тепло, которое может нагревать воду, отапливать помещения и использоваться для сушки.

При уровне мощностей энергоустановок более 1—10 МВт термодинамическая эффективность водородосжигающих установок паротурбинного и парогазового циклов близка к эффективности топливных элементов, а их удельная мощность превышает таковую в топливных элементах, что приводит к более низким удельным капиталовложениям. В этой связи ожидаемая экономическая эффективность водородных энергоустановок различных типов в значительной степени будет определяться уровнем их мощностей. При относительно низких мощностях (до 0,1—1,0 МВт) для автономных потребителей более эффективными могут оказаться топливные элементы, при более высоких — водородосжигающие: паротурбинного, газотурбинного и парогазового циклов, а также водородные дизель-генераторы.

3.3.4. Автономные водородные энергоустановки

Водородные энергетические установки, работающие с использованием ВИЭ, имеют благоприятные экономические перспективы для энергоснабжения автономных потребителей. Большинству автономных потребителей энергии нужны небольшие мощности (от нескольких сотен ватт до нескольких десятков киловатт), причем для многих из них стоимость энергоустановки не является главным фактором; наиболее важными оказываются показатели надежности, длительного ресурса, низких текущих эксплуатационных затрат [1]. Этим требованиям отвечают автономные энергоустановки, работающие с использованием ВИЭ.

Большинство стационарных автономных источников энергоснабжения созданы преимущественно на основе двигателей внутреннего сгорания и электрогенераторов, позволяющих вырабатывать электроэнергию и тепло. Достоинством таких установок является невысокая стоимость оборудования, а существенными недостатками — высокие эксплуатационные затраты и экологическое воздействие на окружающую среду.

В последние годы все большее применение находят экологически чистые автономные источники энергии на основе солнечных фотоэлектрических и ветровых установок или их комбинации. Непостоянство солнечной и ветровой энергии по времени осложняет проблему создания полностью автономных энергосистем, обеспечивающих гарантированное энергоснабжение потребителя. В связи с этим такие установки оснащаются аккумуляторами электроэнергии, размеры и стоимость которых при мощности даже в несколько киловатт могут

оказаться чрезмерно большими. Кроме того, имеются проблемы, связанные с эксплуатацией таких аккумуляторов. Поэтому нередко предпочтение отдается гибридным энергоустановкам, сочетающим использование ВИЭ и традиционных, выполненных на базе ДВС. Применение водорода в рассматриваемых энергоустановках в качестве аккумулятора энергии и промежуточного теплоносителя существенно улучшает эксплуатационные показатели.

Принципиальная схема работы автономной энергоустановки приведена на рис. 3.21 [1]. Для обеспечения высокой энергетической эффективности системы автономного энергоснабжения энергия, вырабатываемая первичным ее источником, напрямую направляется потребителю. В периоды генерирования энергии, избыточной для потребителя, она поступает в систему аккумулирования. При дефиците энергии, вырабатываемой первичным источником, аккумулированная энергия от вторичных источников направляется потребителю, покрывая имеющийся дефицит.

Система аккумулирования энергии может быть построена на базе накопителя водорода (рис. 3.22). В этом случае избыток генерируемой электроэнергии направляется на электролиз воды для получения водорода и кислорода, которые накапливаются в ресиверах. Хранение этих газов в отличие от аккумулирования электроэнергии в соответствующих батареях может осуществляться практически без потерь и сколь угодно долго. При дефиците электроэнергии, вырабатываемой солнечной и (или) ветровой установкой, водород и кислород направляются в батарею топливных элементов, производящую недостающее потребителю электричество.

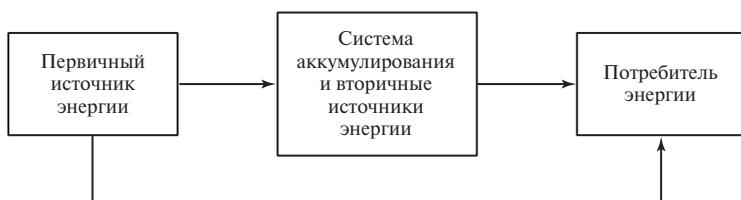


Рис. 3.21. Основные компоненты системы автономного энергоснабжения

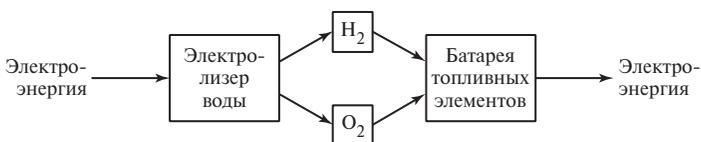


Рис. 3.22. Схема водородного накопителя

Включение в состав рассматриваемой автономной энергоустановки водородного накопителя позволяет обеспечить более надежное и большее по емкости аккумулирование энергии, чем это возможно с электрохимическими аккумуляторами.

3.3.5. Повышение эффективности и безопасности водородных систем

В системах типа «электролизная установка — топливный элемент» (ЭЛУ—ТЭ) электроэнергия хранится в виде сжатых кислорода и водорода, которые производят в электролизной установке путем разложения воды. При необходимости снова получить электроэнергию эти газы направляются в топливный элемент, где происходит электрохимическая реакция и вырабатывается электричество (см. рис. 3.22). Основными недостатками, сдерживающими использование подобных энергетических установок (ЭУ), являются их сравнительно низкий КПД и взрывоопасность в нештатных ситуациях.

Причиной относительно невысокой эффективности преобразования электроэнергии в системах ЭЛУ—ТЭ является значительное количество тепла, выделяющегося при работе этих агрегатов. В современных электролизерах на производство $1 \text{ н} \cdot \text{м}^3$ водорода расходуется в среднем около $5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии и при этом выделяется примерно $2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ тепла. В связи с этим совместная работа даже в идеальном случае не слишком эффективна, несмотря на высокие КПД ЭЛУ и ТЭ (приблизительно 60 %) [11]:

$$\text{КПД}_{\text{общ}} = \text{КПД}_{\text{э.л.у}} \cdot \text{КПД}_{\text{т.э}} \approx 36 \text{ \%}.$$

С учетом же потерь энергии на собственные нужды КПД подобных энергетических установок составит около 25—30 %. Повысить эффективность совместной работы ЭЛУ и ТЭ можно, сохраняя в системе тепло, выделяющееся при работе установок. Накопленное тепло можно использовать на собственные нужды и для снабжения внешних потребителей.

При работе систем ЭЛУ—ТЭ с ВИЭ (солнце, ветер) рабочий цикл ЭУ оказывается практически произвольным. В связи с этим возникает необходимость обеспечить минимальное время выхода ЭЛУ и ТЭ на рабочий режим. Введение в состав системы дополнительного теплового аккумулятора (теплоизолированной емкости с водой) позволит накапливать тепло, выделяемое работающим агрегатом, и в нужный момент использовать это тепло для пускового разогрева неработающего агрегата. Вода, будучи теплоносителем, будет одновременно служить и рабочим телом ЭЛУ. Принципиальная схема такой ЭУ приведена на рис. 3.23 [11]. В данной схеме теплоизолиро-

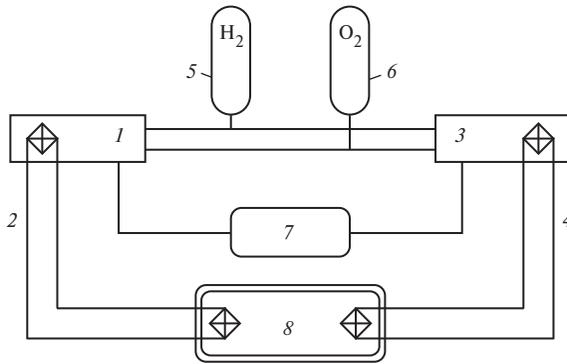


Рис. 3.23. Принципиальная схема энергетической установки:

1 — электролизная установка; 2 — система терморегулирования; 3 — топливный элемент; 4 — система терморегулирования; 5, 6 — баллоны с водородом и кислородом; 7 — емкость с реакционной водой; 8 — теплоизолированная емкость с водой

ванная емкость с водой выступает связующим звеном по теплу между системами терморегулирования ЭЛУ и ТЭ. Благодаря этому неработающий агрегат можно поддерживать при рабочей (или близкой к рабочей) температуре. Кроме того, запасенное тепло можно использовать для снабжения внешних потребителей.

Водород и кислород в ЭУ хранят при высоком давлении в баллонах, расположенных в непосредственной близости друг от друга. Такие ЭУ должны быть безопасными для потребителя. В кислородно-водородных ЭУ в качестве средства взрывозащиты целесообразно использовать реакционную воду. Вода является эффективным средством для подавления ударных волн. Взаимодействуя с водной преградой, взрывная волна тратит свою энергию на дробление воды и ее испарение, а так как эти процессы достаточно энергоемкие, сила взрыва существенно снижается.

Количество воды m_B , необходимое для демпфирования взрыва ЭУ, можно определить из соотношения:

$$m_B = E/Q_B,$$

где E — энергоемкость ЭУ; Q_B — теплота испарения воды.

В формуле не учтены энергозатраты на дробление воды и ее нагрев до температуры кипения, поскольку они существенно меньше теплоты испарения воды. Реализовать водяную защиту можно с помощью разделительных перегородок, заполненных водой. Прочность таких перегородок должна быть меньше прочности корпуса установки. В случае взрыва в ЭУ газовых баллонов такие перего-

родки разрушаются в первую очередь, а вода распыляется внутри установки, поглощая при этом в процессе распыления и испарения значительную часть энергии взрыва. Таким образом, в кислородно-водородных ЭУ вода может служить одновременно рабочим компонентом для получения газов, теплоносителем и средством взрывозащиты.

3.3.6. Состояние и проблемы развития водородной энергетики

В свободном состоянии и при нормальных условиях водород является инертным бесцветным газом, без запаха и вкуса, плотностью $0,084 \text{ кг/м}^3$. В газообразном состоянии при любом давлении водород обладает меньшей энергией, чем природный газ, метанол, пропан (на единицу объема).

Жидкий водород (при температуре 20 К) занимает 1/700 объема в газообразном состоянии. При давлении 80 МПа газообразный водород практически сравнивается с жидким водородом по показателю удельного объемного энергетического содержания и значительно уступает жидким топливам. В частности, 1 л жидкого водорода содержит столько же энергии, сколько 0,28 бензина, 0,22 дизельного топлива или керосина, 0,4 жидкого пропана и 0,54 л метанола. Однако по удельному массовому энергосодержанию жидкий водород, имеющий высшую теплоту сгорания 142,8 МДж/кг, почти в 3,5 раза превышает данный показатель нефтяных видов топлива. Это главная причина, по которой жидкий водород используется как топливо для летательных аппаратов, где высокое энергосодержание на единицу массы имеет первостепенное значение [2].

Для успешного развития водородной энергетики должны быть разработаны эффективные методы и процессы получения дешевого водорода, а также технологии его хранения, транспортировки и использования. По самым оптимистическим оценкам, массовое применение водородного топлива может стать возможным не ранее 2050 г. Возможность реализации подобной перспективы определяется главным образом проблемами стоимости топлива и экологических последствий его использования.

На современном этапе именно риформинг (конверсия) углеводородов получил промышленное распространение. На его долю приходится 96 % мирового производства водорода (50 млн т), из которых 48 производится риформингом метана, 30 — нефти, 18 — угля. Стоимость водорода, полученного риформингом метана, для потребителя равна 4,5 долл/кг, что эквивалентно цене бензина около 1 долл/л.

Цена водорода, получаемого конверсией метана, примерно в 3—4 раза ниже, чем получаемого электролизом воды. И в ближайшие годы основным сырьем для получения водородного топлива останется природный газ [18]. При этом следует учитывать ограниченность ресурсов природного газа и повышение его стоимости, что приведет к естественному увеличению стоимости водорода. Другая проблема технологии, основанной на использовании природного газа, состоит в наличии попутных выбросов углекислого газа, т.е. негативных экологических последствий.

Альтернативный способ производства водорода основан на традиционном электролизе воды (4 % мирового производства) с потреблением электроэнергии, получаемой различными способами. Подобная технология очень проста и экологически безопасна, но дорогостояща (особенно при современных ценах на электроэнергию). В настоящее время цена электролизного водорода в зависимости от тарифа на электроэнергию и объема производства по одним данным составляет 6—10 долл/кг [18], а по другим данным — 10—30 долл/кг [2].

С такой же трудностью (дороговизной) сталкиваются и технологии получения водорода с использованием ВИЭ (ветер, солнечная энергия, сжигание биомассы).

При регулярной эксплуатации электролизера (более 5000 ч в год) стоимость водорода на 65—70 % определяется стоимостью электроэнергии, следовательно, основной проблемой при крупномасштабном производстве водорода является снижение расхода электроэнергии и/или ее стоимости. Разница в стоимости водорода, полученного при использовании электроэнергии по средней цене и при использовании «дешевой» электроэнергии отличается почти в 2—3 раза. Причем эксплуатация электролизеров с использованием электроэнергии при «провальных» режимах работы электростанций позволяет также повысить уровень их безопасности, так как станции все время работают в базовом режиме [12].

Важным аспектом концепции получения водорода электролизом из воды является независимость от оставшихся мировых запасов углеводородного топлива, его стоимости, перебоев с поставками. В перспективе это должно привести к увеличению доли производства электролизного водорода [8].

В отличие от пресной воды ресурсы морской воды на Земле практически неограниченны. Однако использование морской воды для электрохимического производства водорода имеет ряд особенностей и представляет собой достаточно сложную техническую задачу. При электролизе морской воды на аноде практически всегда будет выделяться одновременно с кислородом большое количество хлора и возникают проблемы его утилизации на месте производства и связанные

с этим вопросы защиты окружающей среды, что также приводит к существенному удорожанию установок [28].

Основной объем водорода, получаемого риформингом углеводородов, используется на нефтеперегонных заводах и химических предприятиях. Например, в США за год производится около 9 млн т водорода, одна треть которого применяется в производстве аммиака, а остальная часть — на нефтеперерабатывающих заводах [15].

Возможность аккумуляирования и хранения в различных формах и состояниях, транспортирования и распределения через сетевую систему, и, наконец, доставки потребителю в нужный момент и требуемое место — это важнейшее достоинство водорода, практически отсутствующее у электроэнергии. Поэтому водород можно рассматривать в качестве потенциально перспективного энергоаккумулирующего вещества.

Серьезные сложности возникают в связи с решением проблемы распространения и хранения (в частности, на автомобилях) водородного топлива, ввиду малой плотности и взрывоопасности водорода. Что касается производства и распространения, то, по-видимому, наиболее целесообразно производство водорода на крупных предприятиях с последующей транспортировкой его по газопроводам. Некоторый вклад могут внести и перевозки сжиженного водорода. Все эти перспективы требуют серьезного технического и экономического анализа, причем особенно сложной окажется, вероятно, проблема хранения водорода на автомобилях. Как топливо для транспорта водород удобнее и безопаснее применять в жидком виде при температуре 20 К (при более высоких температурах он закипает и переходит в газообразное состояние).

Накоплен значительный опыт использования жидкого водорода в ракетно-космической технике. Космические державы (Россия, США, западноевропейские страны, Япония, Китай) являются главными потребителями жидкого водорода. Созданное отечественное оборудование и системы в полной мере удовлетворяли потребности в жидком водороде основного потребителя — ракетно-космическую отрасль. В ОАО «Криогенмаш» проводились работы по совершенствованию и разработке нового криогенного оборудования. К основным достижениям можно отнести разработку унифицированного ряда криогенных резервуаров вместимостью 8, 25, 63, 75 м³ вертикального типа; вместимостью 50, 100, 230, 250 м³ горизонтального типа и вместимостью 1400 м³ сферического типа для хранения водорода и кислорода. Благодаря применению высокоэффективной тепловой изоляции удалось сконструировать крупные резервуары, обеспе-

чивающие низкую испаряемость, что практически решило проблему длительного хранения криопродуктов.

Серьезную проблему представляет собой обеспечение потребителей жидкого водорода транспортными цистернами. Разработаны железнодорожные цистерны объемом 100 м^3 и суточными потерями 1,2 %. Для транспортировки жидкого водорода по шоссе разработана одна из самых крупных в мире автомобильная транспортная цистерна объемом 45 м^3 . Цистерна имеет высокоэффективную экранно-вакуумную изоляцию, обеспечивающую потери жидкости в сутки на уровне 0,8 %, что в свою очередь гарантирует возможность транспортировки жидкого водорода на расстояние до 1000 км без сброса паров.

Дальнейшее развитие водородной энергетики потребует создания нового поколения высокоэффективных и надежных криогенных систем для ожижения водорода, его хранения и транспортировки. Перспективно использование жидкого водорода в авиации, где в аэродромных криогенных комплексах должны применяться ожижители производительностью 2—3 т/ч и хранилища на базе резервуаров объемом до 4000 м^3 .

На пути массового использования водородного топлива остается целый ряд технических препятствий, преодоление которых потребует серьезных вложений и усилий на протяжении, по крайней мере, нескольких десятилетий.

Контрольные вопросы

1. На чем основана солнечная энергетика?
2. Опишите пассивную низкотемпературную систему солнечного отопления.
3. Опишите активные системы солнечного отопления.
4. Что собой представляют концентрирующие гелиоприемники?
5. Опишите назначение солнечной электростанции с термодинамическим циклом и принцип ее работы.
6. Опишите принцип работы солнечной фотоэлектрической установки.
7. Перечислите методы получения водорода с помощью солнечной энергии.
8. Опишите методы хранения и использования водорода.
9. Что такое топливный элемент и по какому принципу он работает?
10. Опишите проблемы развития водородной энергетики.

4.1. Развитие ветроэнергетики в мире

С древнейших времен человек использовал энергию ветра сначала в судоходстве, а затем для замены своей мускульной силы. Первые простейшие ветродвигатели применяли в глубокой древности в Египте и Китае. В Египте (около г. Александрии) сохранились остатки каменных ветряных мельниц барабанного типа, построенных еще во II—I вв. до н. э. В VII в. н. э. в Иране строили ветряные мельницы более совершенной конструкции — крыльчатые. Несколько позднее (VIII—IX вв.) ветряные мельницы появились на Руси и в Европе. Начиная с XIII в., ветродвигатели получили широкое распространение в Западной Европе, особенно в Голландии, Дании и Англии, для подъема воды, размола зерна и приведения в движение различных станков. В начале XX в. в крестьянских хозяйствах России насчитывалось около 250 тыс. ветряных мельниц, которые ежегодно перемалывали половину урожая. С изобретением паровых машин, а затем двигателей внутреннего сгорания и электродвигателей примитивные ветряные двигатели и мельницы были вытеснены из многих отраслей и остались, главным образом, в сельском хозяйстве.

Энергия ветра оценивается в 175—219 тыс. ТВт · ч в год, при этом развиваемая им мощность достигает $(20—25) \cdot 10^9$ кВт. Это примерно в 2,7 раза больше суммарного расхода энергии на планете [2]. Считают, однако, что полезно может быть использовано только 5 % этой энергии, в настоящее время используется значительно меньше. Если суммарная установленная мощность ветроэнергетических установок (ВЭУ) в мире в 2000 г. составляла 17,8 ГВт, то в 2005 г. она достигла уже 59 ГВт (табл. 4.1). Темпы развития ветроэнергетики во всем мире в 2005 г. значительно увеличились. Мощность вновь введенных ВЭУ составила 11 408 МВт, что превышает показатель предыдущего года на 40 % [1].

В Европе в последние 10 лет темпы развития ветроэнергетики были довольно высоки и ввод в 2005 г. 6372 МВт ВЭУ обеспечил прирост мощности примерно на 8 % по сравнению с 2004 г. Таким образом, доля Европейских государств в производстве энергии от ВЭУ составляет 69 %. Ведущими странами в области ветроэнерге-

Таблица 4.1

Состояние развития ветроэнергетики в мире [10]
(данные Европейской ассоциации ветроэнергетики и WWEA)

| Страна | Установленная мощность ВЭУ, МВт | | |
|----------------|---------------------------------|---------|---------|
| | 2005 г. | 2006 г. | 2007 г. |
| Германия | 18 428 | 20 622 | 22 247 |
| США | 9149 | 11 603 | 16 818 |
| Испания | 10 028 | 11 615 | 15 145 |
| Индия | 4430 | 6270 | 7580 |
| Китай | 1260 | 2405 | 6050 |
| Дания | 3122 | 3136 | 3125 |
| Италия | 1718 | 2123 | 2726 |
| Великобритания | 1353 | 1962 | 2389 |
| Франция | 757 | 1567 | 2454 |
| Португалия | 1022 | 1716 | 2150 |
| Нидерланды | 1224 | 1558 | 1746 |
| Канада | 683 | 1451 | 1846 |
| Япония | 1040 | 1394 | 1538 |
| Австрия | 819 | 965 | 982 |
| Австралия | 579 | 817 | 817,3 |
| Греция | 573 | 746 | 871 |
| Ирландия | 496 | 746 | 805 |
| Швеция | 510 | 571 | 788 |
| Норвегия | 270 | 325 | 333 |
| Бразилия | 29 | 237 | 247,1 |
| Бельгия | 167,4 | 194 | 287 |
| Польша | 73 | 153 | 276 |
| Египет | 145 | 230 | 310 |
| Турция | 20,1 | 50 | 146 |
| Чехия | 29,5 | 54 | 116 |
| Финляндия | 82 | 86 | 110 |
| Украина | 77,3 | 86 | 89 |
| Болгария | 14 | 36 | 70 |
| Венгрия | 17,5 | 61 | 65 |
| Эстония | 33 | 32 | 58 |
| Литва | 7 | 48 | 50 |
| Люксембург | 35,3 | 35 | 35 |
| Аргентина | 26,8 | 27,8 | 29,8 |
| Латвия | 27 | 27 | 27 |
| Россия | 14 | 15,5 | 16,5 |
| Всего | 59 004 | 73 904 | 93 849 |

тики являются Германия и Испания. Из 6373 МВт, введенных в 2005 г., 3572 МВт (56 %) приходится на эти страны.

Суммарная установленная мощность ВЭУ в мире в 2006 и 2007 г. соответственно достигла 73 904 и 93 849 МВт. По прогнозам Всемирной ветроэнергетической ассоциации (WWEA) к 2010 г. установленная мощность мировой ветроэнергетической отрасли достигнет 170 тыс. МВт [10]. В 2007 г. наибольшее число ветряных установок внедрила США. За год мощность ВЭУ увеличили на 5215 МВт и по суммарной установленной мощности вышли на второе место в мире (рис. 4.1).

Тенденцией последних десятилетий является непрерывный рост единичной мощности сетевых ВЭУ. Еще 10 лет назад типичной ВЭУ в составе ветровых ферм была установка мощностью 300—500 кВт. В 2000—2002 гг. серийной стала ВЭУ мощностью 1—1,2 МВт. Это приводит к снижению стоимости установленного киловатта, которая находится на уровне 1000 долл. за 1 кВт. При благоприятных характеристиках ветра стоимость электроэнергии, вырабатываемой крупной ветровой установкой, приближается к ее стоимости на топливных электростанциях [9].

В 1998 г. немецкая компания Sudwind выпустила ВЭУ мощностью 1,8 МВт. В середине 1999 г. компания NEG Micon установила ВЭУ мощностью 2 МВт с диаметром ротора 72 м. Эта же компания в 2003 г. на выставке в Мадриде продемонстрировала ВЭУ мощностью



Рис. 4.1. Ветропарк в Калифорнии (США)

4,2 МВт. В настоящее время несколько компаний производят ВЭУ мощностью в 3—5 МВт. Это гиганты с диаметром ротора более 100 м и с высотой башни около 100 м. Например, ВЭУ NM110/4200 мощностью 4,2 МВт имеет ротор диаметром 110 м, массой 69 т с тремя лопастями длиной 54 м каждая [8].

Ветроэнергетические установки достигли уровня коммерческой зрелости и в местах с среднегодовыми скоростями ветра более 5 м/с успешно конкурируют с традиционными источниками электроснабжения.

С 1995 г. установленная мощность ВЭС в мире увеличилась до 20 раз: от 4800 до 93 849 МВт (на конец 2007 г.). Расширение мирового рынка ветроэнергетики привело к значительному падению цен на энергию, производимую ветром. При расположении ветропарков в акватории моря (рис. 4.2) или на площадках с хорошим ветровым режимом (рис. 4.3), производимая ими электроэнергия оказывается дешевле, чем энергия угольных, газовых и атомных станций. Кроме того, если бы скрытые издержки, связанные с воздействием на окружающую среду и здоровье людей при использовании ископаемого



Рис. 4.2. Ветроэнергетические установки в акватории моря



Рис. 4.3. Ветроэнергетические установки на возвышенности

топлива и ядерной энергии, были включены в стоимость электроэнергии, выработка электричества ВЭС оказалась бы еще дешевле.

В России до недавнего времени развитию ветроэнергетики не уделялось должного внимания. Разрабатывавшиеся в конце прошлого века ВЭУ мощностью в 250 кВт не были доведены до необходимых требований по надежности и эффективности. Поэтому практически все крупные ВЭУ, действующие сегодня в России, укомплектованы импортными агрегатами.

4.2. Ветроэнергетические установки

Ветер, как источник энергии, характеризуется, прежде всего, скоростью. Скорость ветра в данном месте очень непостоянная величина. Для нее характерны быстрые изменения (порывы) и медленные (погодные, суточные, сезонные). Поэтому район предполагаемого строительства ВЭУ характеризуют среднегодовой скоростью ветра. Обычно, в справочниках на основании данных метеостанций приводятся скорости ветра на высоте 10 м. Для сооружения крупной ВЭУ предпочтительно знать скорость ветра на высоте 80 м.

Кинетическая энергия потока воздуха E , Дж, занимающего объем V , м³, имеющего плотность ρ , кг/м³, и движущегося со скоростью w , м/с, вычисляется по формуле

$$E = \frac{1}{2} \rho V w^2. \quad (4.1)$$

Мощность ветрового потока N , Вт, проходящего через площадь S , м², определяется по формуле

$$N = \frac{1}{2} \rho w^3 S. \quad (4.2)$$

Для $S = 1$ м² получаем значение удельной мощности ветрового потока со скоростью w :

$$N_{\text{уд}} = \frac{1}{2} \rho w^3. \quad (4.3)$$

Обычно в ветроэнергетике используется рабочий диапазон скоростей ветра, не превышающих 25 м/с. Эта скорость соответствует 9-балльному ветру (шторму) по 12-балльной шкале Бофорта. Ниже для указанного рабочего диапазона скоростей ветра приведены значения удельной мощности $N_{\text{уд}}$:

| | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------|-----|-------|------|------|-----|------|------|------|------|------|
| w , м/с | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 14 | 18 | 20 | 23 | 25 |
| $N_{\text{уд}}$, Вт/м ² | 4,9 | 16,55 | 39,2 | 76,6 | 613 | 1682 | 3575 | 4904 | 7458 | 9578 |

С помощью ВЭУ в механическую энергию может быть преобразована только часть энергии ветрового потока. Отношение кинетической энергии ветрового потока $E_{\text{в}}$, преобразованной с помощью ветровой турбины в механическую энергию, к кинетической энергии невозмущенного ветрового потока E называется *коэффициентом мощности*, или *коэффициентом использования энергии ветра*,

$$\xi = \frac{E_{\text{в}}}{E}. \quad (4.4)$$

С учетом коэффициента мощности можно определить мощность ветротурбины

$$N = \frac{1}{2} \xi \rho w^3 S. \quad (4.5)$$

Для каждой ВЭУ выделяют следующие характерные значения рабочей скорости ветра:

- 1) w_p^{\min} , при которой $0 \leq w \leq w_p^{\min}$ и мощность ВЭУ равна нулю;
- 2) w_p^N , при которой $w_p^{\min} \leq w \leq w_p^N$ и мощность ВЭУ меняется в зависимости от скорости ветра и частоты вращения ротора;
- 3) w_p^{\max} , при которой $w > w_p^{\max}$ и мощность ВЭУ равняется нулю за счет принудительного торможения ротора.

Для ориентировочных расчетов в диапазоне скоростей ветра от w_p^{\min} до w_p^N полезная мощность ВЭУ для заданных скорости ветра w на высоте башни H_6 , м, и диаметре ротора ВЭУ D , м, рассчитывается по формуле

$$N = \frac{1}{2} \xi \rho w^3 S \eta \eta_r \cdot 10^{-3}, \quad (4.6)$$

где $S = \pi D^2/4$; η — КПД ротора (около 0,9); η_r — КПД электрогенератора (около 0,95); ξ — коэффициент мощности, в практических расчетах равен 0,45; $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$.

После подстановки всех значений в (4.6) получим уравнение для ориентировочных расчетов

$$N = 1,85 D^2 w^3. \quad (4.7)$$

Для малых ВЭУ w_p^{\min} находится обычно в пределах 2,5—4 м/с, а w_p^N — от 8 до 10 м/с; для крупных ВЭУ указанные значения составляют 4—5 и 12—15 м/с.

Принято считать, что крупные ВЭУ целесообразно устанавливать в месте, где среднегодовая скорость ветра не ниже 5 м/с. Для оценки количества электроэнергии, которое будет произведено данной ВЭУ за год, необходимо также знать усредненную по многолетним наблюдениям вероятность наличия ветра. На этом основании вычисляется коэффициент использования установленной мощности, т.е. число часов в году, в течение которых ВЭУ работает как бы с номинальной мощностью. Эта величина определяется как частное от деления выработанной за год электроэнергии на номинальную мощность ВЭУ. Для благоприятных мест с более или менее постоянным ветром (ущелья, горные хребты, шельф) этот показатель может достигать 3000 ч/год (коэффициент использования установленной мощности около 0,3).

В большинстве конструкций ветроэнергетических установок для преобразования кинетической энергии ветра в механическую энергию используется принцип подъемной силы крыла. Существуют две основные разновидности ВЭУ: с горизонтальным и с вертикальным валом. В основном применяются ветровые турбины с горизонтальным валом (ТГВ), устанавливаемом параллельно вектору скорости ветра. Приемником энергии ветра является ветроколесо (рис. 4.4).

Ветроэнергетические установки большой мощности, как правило, 3-х или 2-х лопастные. Малые ВЭУ иногда выполняют как многолопастные. Лопасты имеют аэродинамический профиль и при взаимо-

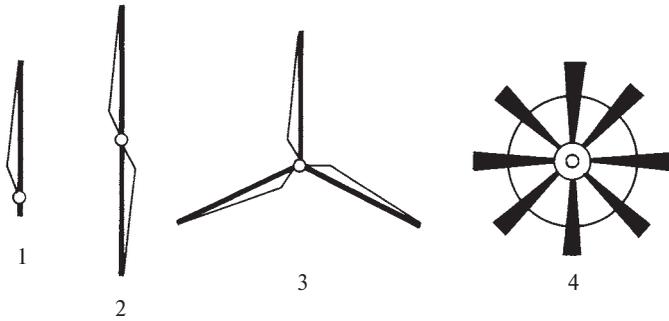


Рис. 4.4. Схемы ветровых колес:

1 — однолопастное колесо; 2 — двухлопастное колесо; 3 — трехлопастное колесо; 4 — многолопастное колесо

действию с ветром создают подъемную силу, лежащую в плоскости колеса, направленную тангенциально и создающую полезный крутящий момент. Мощность от ветроколеса передается электрогенератору. Для различных ВЭУ применяются разные типы электрогенераторов: от генераторов постоянного тока с постоянными магнитами (для малых ВЭУ), до синхронных или асинхронных генераторов переменного тока. В зависимости от используемого электрогенератора вал ветроколеса соединен с ним либо непосредственно, либо через мультипликатор. Если синхронный генератор ВЭУ присоединен к сети переменного тока, его ротор вращается с синхронной скоростью, и необходимое передаточное число обеспечивается мультипликатором. В этом варианте резкие колебания скорости ветра передаются на трансмиссию, вызывая механические напряжения. Эти напряжения несколько демпфируются при использовании асинхронного генератора, допускающего некоторое отклонение от синхронной скорости (скольжение). Поскольку каждой скорости ветра соответствует оптимальная скорость вращения ветроколеса, то в ряде схем генератор также вращается с переменной скоростью. В этих случаях получение тока нужного качества и синхронизация с сетью обеспечиваются электроникой. При этом может быть применен генератор постоянного тока, либо переменного тока с плавающей частотой.

Одна из серьезных проблем для крупных ВЭУ — защита от скоростей ветра, превышающих расчетную. С этой целью используются аэродинамические ограничители и механические тормоза. Простейший аэродинамический тормоз основан на том, что при увеличении скорости вращения лопасти угол атаки лопасти растет, и когда он превысит $11\text{--}12^\circ$ происходит срыв потока и скачкообразное уменьшение подъемной силы. Более тонкое аэродинамическое регулирование

ние достигается изменением угла атаки путем поворота лопасти вокруг ее оси.

Наряду с ТГВ иногда применяют ВЭУ с турбинами с вертикальным валом (ТВВ). Такие ВЭУ имеют некоторое количество вертикальных лопастей, размещенных по окружности и механически соединенных с вертикальным валом, вращающимся в центре окружности. Вертикальный вал либо непосредственно, либо через мультипликатор, соединен с электрогенератором, установленным на уровне земли. Достоинством ТВВ является отсутствие поворотного устройства, следящего за направлением ветра, и отсутствие высокой башни. Недостатками — более низкий КПД и необходимость первоначальной раскрутки ротора от внешнего источника. Хотя существуют проекты и были созданы достаточно крупные ТВВ, областью их применения являются автономные установки сравнительно небольшой мощности. На рис. 4.5 изображена ВЭУ, выпускаемая итальянской компанией ROPATEC AG. Компания производит ВЭУ мощностью от 750 Вт до 6 кВт. Ее отличительная особенность в том, что она автоматически запускается независимо от направления ветра при скорости 2—3 м/с. Для этого ротор представляет собой сочетание роторов Савониуса (аналогичный ротору чашечного анемометра) и Дарье. В отличие от ТГВ данная установка не имеет ограничений по скорости ветра сверху. При скорости более 14 м/с ВЭУ не отключается и аэродинамически поддерживается нужное число оборотов. Эта установка имеет диаметр ротора 1,5 м и весит 140 кг. Разработка ROPATEC отличается тем, что она практически бесшумна, имеет специальный генератор, непосредственно без мультипликатора связанный с ротором.

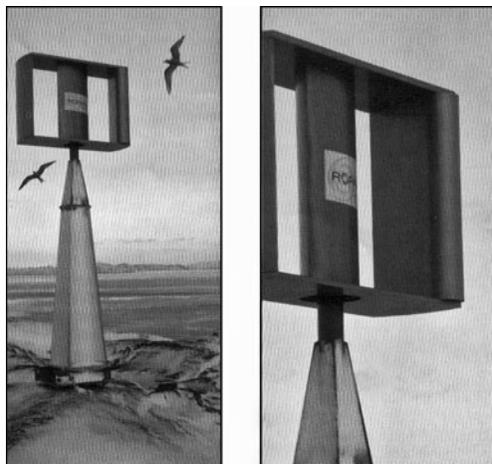


Рис. 4.5. Ветроэнергетическая установка фирмы ROPATEC

Ветроэнергетические установки можно применять не только для выработки электроэнергии, но и для непосредственного привода различных агрегатов [5]. Есть целый ряд производств, где имеет значение лишь недельный или месячный объем выпускаемой продукции, а ритмичность ее производства в течение этих периодов времени не так важна. В первую очередь это те производства, где срок годности продукции мало зависит от длительности ее хранения. К ним можно отнести выпуск сырья и полуфабрикатов для изготовления строительных материалов: дробление щебня, известняка, глины для производства кирпича, дробление или помол гипса и алебаstra, помол мергеля и клинкера в производстве цемента.

Дробление и особенно помол любого продукта исключительно энергоемки. Поэтому представляет практический интерес изучение возможности использования ветродвигателей для привода помольного оборудования, что является развитием известного подхода, который ранее применялся во многих странах, в том числе в России. До широкого применения электроэнергии в сельскохозяйственном производстве, небольшие ветряные мельницы мощностью от 2 до 10 кВт были весьма распространены. Например, до 1917 г. в России было около 250 тыс. крестьянских ветряных мельниц, перемалывавших ежегодно более 32 млн т зерна. Указанные объемы помола зерна вполне сопоставимы с объемами производства современной мукомольной промышленности России.

Использование энергии ветра для предлагаемых целей представляет практический интерес в том случае, когда мощность ветроустановки составляет не менее 100—200 кВт, а годовое число часов со скоростью ветра 6—8 м/с в данной местности — не менее 2000—3000 ч. Для ветроустановок подобного типа появилась возможность использования списанных несущих винтов средних и тяжелых вертолетов. По действующим в авиации правилам, после наработки определенного количества часов в воздухе вертолетный винт, несмотря на его вполне годное состояние, с летательного аппарата снимается. Несущий винт вертолета МИ-8 имеет диаметр 22 м и при скорости ветра 8 м/с на ветроустановке может развить мощность 150 кВт; винт вертолета МИ-6 диаметром 35 м применим для ветроустановки мощностью 300 кВт.

В России существует значительный нереализованный задел в области ветроэнергетики. Фундаментальные исследования аэродинамики ветряка, осуществленные в ЦАГИ, заложили основу современных ветротурбин с высоким коэффициентом использования энергии ветра. Однако жесткая ориентация на большую энергетику (угольная, ядерная и гидроэнергетика) и почти полное игнорирование новаций и экологических проблем надолго затормозило развитие ветроэнерге-

тики. Выпускаемые «Ветроном» ВЭУ не отвечали современным требованиям и представлениям высоких технологий ветроэнергетической индустрии. Толчком для дальнейшего продвижения и создания современного ветроэнергетического оборудования стала федеральная научно-техническая программа «Экологически чистая энергетика».

Опытный образец ветроагрегата мегаваттного класса был построен МКБ «Радуга», который организовал кооперацию предприятий авиационной промышленности. Разработка, изготовление и строительство финансировалось правительством Калмыкии. Ветроагрегат был построен недалеко от г. Элиста и успешно работает, вырабатывая 2300—2900 тыс. кВт · ч электроэнергии в год. В МКБ «Радуга» были спроектированы ветроагрегаты мощностью 8 кВт и 250 кВт. Российской Ассоциацией развития ветроэнергетики Energobalance Sovena совместно с Германской фирмой Husumer Schiff's Wert (HSW) были изготовлены 10 ветроагрегатов сетевого исполнения единичной мощностью 30 кВт. Ветропарк с установленной мощностью 300 кВт был построен в 1996 г. в Ростовской обл. и запущен в эксплуатацию.

Суммарная мощность ВЭС России составляет всего 16,5 МВт. Успешно эксплуатируются станция «Куликово» (5,1 МВт) в Калининградской обл., ветроэлектрический парк «Заполярный» (2,5 МВт), станция «Тюпкильди» в Башкирии (2,2 МВт), Ростовская ВЭС (0,3 МВт), Анадырская ВЭС (2,5 МВт) на Чукотке, ВЭС (1,2 МВт) на о. Беринга и Мурманская ВЭС (0,2 МВт). Большинство этих станций носит экспериментальный характер.

В России к перспективным районам — зонам ветровой активности относятся острова Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, районы Нижней и Средней Волги и Каспийского моря, побережье Охотского, Баренцева, Балтийского, Черного и Азовского морей. Такие зоны также есть в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале. Эти районы не входят в число районов относящихся к центральному энергоснабжению, в связи с чем целесообразно в этих зонах использовать ветровые электростанции для обеспечения их электроэнергией.

В России возможны следующие сценарии развития ветроэнергетики: закупка и монтаж зарубежных ветроагрегатов; трансферт западных технологий и организация производства в России; кооперация с зарубежными фирмами и производство ветроагрегатов в России; организация производства собственных ветроагрегатов, ноу-хау которых защищено международным законодательством. Для России предпочтительней последний сценарий, однако он сдерживается существующим налоговым законодательством, монополией производителей электроэнергии, отсутствием инвестиций и развалом произ-

Основные технические данные ВЭУ России [4]

| Местоположение ВЭУ, ветропарка | Установленная мощность, МВт | Число и мощность ВЭУ, изготовитель |
|---------------------------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| ВЭС «Куликово», АО «Янтарьэнерго», Калининградская обл. | 5,1 | 20×225, 1×600 |
| ВЭС «Заполярная», АО «Комиэнерго» | 1,5 | 6×250, УВЭ-250 |
| ВЭС АО «Калмэнерго» | 1,0 | 1×1000, МКБ «Радуга» |
| ВЭС АО «Камчатскэнерго», о. Беринга | 0,5 | 2×250, Micon |
| ВЭС АО «Башкирэнерго» | 2,2 | 4×550, HAG |
| ВЭС АО «Ростовэнерго» | 0,3 | 10×30, HSW-30 |
| ВЭС АО «Ветроэнерго» | 0,2 | 1×200, Wincon |
| ВЭС в Ленинградской обл. | 0,075 | 1×75 |
| ВЭУ в с. Красное, Архангельской обл. | 0,02 | 2×10, Bergey |

водства. Оценивая перспективы ветроэнергетики для России, можно заключить, что в ближайшее время будут внедрены в основном автономные ВЭУ средней и малой мощности, преимущественно в отдаленных регионах, для потребителей, не присоединенных к централизованным системам энергоснабжения.

4.3. Ветроэнергетический кадастр

Для систематизации характеристик ветровой обстановки в конкретном регионе в целях ее эффективного энергетического использования разрабатывается ветроэнергетический кадастр, представляющий собой совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра, позволяющих определить его энергетическую ценность, а также оптимальные параметры и режимы работы ветроэнергетических установок.

Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей;
- максимальная скорость ветра;
- распределение ветровых периодов и периодов энергетических затиший по длительности;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Основной характеристикой ветра является его средняя скорость за определенный период времени (сутки, месяц, год). Средняя скорость ветра определяется как среднеарифметическое значение ряда замеров скорости, сделанных через равные интервалы времени в течение заданного периода. Скорость ветра возрастает с увеличением высоты над поверхностью земли. Самые мощные и наиболее постоянные потоки ветра находятся на очень большой высоте. Примерно две трети всей ветровой энергии на планете скапливается в верхних слоях тропосферы, далеко за пределами досягаемости современных ветровых электростанций [5].

Суточный ход средней скорости ветра представляет собой изменение скорости ветра в течение суток, усредненное по всем суткам в определенном месяце по многолетним наблюдениям. Годовой ход средней скорости ветра — это изменение в течение года многолетней среднемесячной скорости ветра.

При определении ресурсов ветровой энергии учитываются валовый, технический и экономический потенциалы.

Валовый (теоретический) потенциал ветровой энергии региона — это среднемноголетняя суммарная ветровая энергия движения воздушных масс над данной территорией в течение одного года, которая доступна для использования.

Технический потенциал ветровой энергии региона — это суммарная электрическая энергия, которая может быть получена в регионе от использования валового потенциала ветровой энергии при современном уровне развития технических средств и соблюдении экологических ограничений.

Экономический потенциал ветровой энергии региона — это величина годового поступления электрической энергии в регионе от использования ветроэлектрических установок, получение которой экономически оправдано при существующем уровне цен на производство, транспортировку и потребление энергии и топлива и соблюдении экологических норм.

Экономический потенциал ветровой энергии России составляет 10 млн т у.т./год [7]. На рис. 4.6 представлена карта ветроэнергетических ресурсов [6].

К достоинствам ветровой энергии, прежде всего, следует отнести доступность, повсеместное распространение и практически неисчерпаемость ресурсов. Источник энергии не нужно добывать и транспортировать к месту потребления: ветер сам поступает к установленному на его пути ветродвигателю. Эта особенность ветра чрезвычайно важна для труднодоступных (арктических, степных, пустынных, горных и т.п.) районов, удаленных от источников централизованного энергоснабжения, и для относительно мелких (мощно-



Рис. 4.6. Карта ветроэнергетических ресурсов России:
 Цифрами обозначены зоны со среднегодовыми скоростями ветра
 1 — более 5 м/с; 2 — от 3 до 5 м/с; 3 — до 3 м/с

стью до 100 кВт) потребителей энергии, рассредоточенных на обширных пространствах. Основное препятствие к использованию ветра как энергетического источника — непостоянство его скорости, а следовательно, и энергии во времени.

Пояснения некоторых наиболее часто встречающихся в ветроэнергетике терминов

Анемометр — прибор для измерений скорости ветра и газовых потоков. Наиболее распространен чашечный анемометр, измеряющий среднюю скорость ветра. Горизонтальная крестовина с четырьмя полыми полушариями (чашками), обращенными выпуклостью в одну сторону, вращается под действием ветра, так как давление на вогнутое полушарие больше, чем на выпуклое. Это вращение передается стрелкам счетчика оборотов. Число оборотов за данный отрезок времени соответствует определенной средней скорости ветра за это время.

Ветер — движение воздуха в атмосфере, почти параллельное земной поверхности. Обычно под ветром подразумевается горизонтальная составляющая этого движения. Ветер возникает вследствие неравномерного горизонтального распределения давления, которое, в свою очередь, обусловлено неравенством температур в атмосфере. Под действием перепада давления воздух испытывает ускорение, направленное от высокого давления к низкому. Однако вместе с возникновением движения воздуха на него начинают действовать другие силы: отклоняющая сила вращения Земли (сила Кориолиса), сила

трения, а при криволинейных траекториях и центробежная сила. Ветер характеризуется скоростью и направлением.

К глобальным ветрам относятся пассаты и западный ветер. Пассаты образуются в результате нагрева экваториальной части земли. Нагретый воздух поднимается вверх, увлекая за собой воздушные массы с севера и юга. Вращение земли отклоняет потоки воздуха. В результате устанавливаются дующие круглый год с постоянной силой северо-восточный пассат в северном полушарии и юго-восточный — в южном. Сила пассатного ветра обычно составляет 2—3 балла. Западный ветер дует круглый год с запада на восток в полосе от 40 до 60° южной широты вдоль кромки дрейфующих льдов Антарктиды. Сила этого ветра достигает 8—10 баллов и редко бывает менее 5 баллов.

В глубине материка нет постоянного направления ветра. Так как разные участки суши в разное время года нагреваются по-разному можно говорить только о преимущественном сезонном направлении ветра.

К местным ветрам относятся бризы. Бризы — это легкие ветры, окаймляющие берега материков и больших островов, вызываемые суточными колебаниями температуры. Их периодичность обусловлена различием температур суши и моря днем и ночью. Днем суша нагревается быстрее и сильнее, чем море. Теплый воздух поднимается над береговой полосой, а на его место устремляется прохладный воздух с моря — морской бриз. Ночью берег охлаждается быстрее и сильнее, чем море, поэтому теплый воздух поднимается над морем, а его замещает холодный воздух с суши — береговой бриз.

Вторыми, постоянно дующими ветрами, являются муссоны. Эти ветры дуют в Индийском океане и связаны с сезонным изменением температуры материка и океана. Летом солнечные лучи сильнее нагревают сушу и ветер дует с моря на сушу. Зимой муссон дует с суши на море. Вращение земли вызывает появление сил Кориолиса, которые отклоняют муссоны вправо. Поэтому летом дуют юго-западные муссоны, а зимой — северо-восточные.

Ветродвижитель — двигатель, использующий кинетическую энергию ветра для выработки механической энергии. В качестве рабочего органа ветродвигателя, воспринимающего энергию (давление) ветрового потока и преобразующего ее в механическую энергию вращения вала, применяют ротор, барабан с лопатками, ветроколесо и т.п.

Ветроколесо — рабочий орган ветродвигателя. Служит для преобразования кинетической энергии поступательно движущегося воздушного потока в механическую энергию вращения вала ветродвигателя.

Ветроэлектрическая станция — ветроэнергетическая установка, преобразующая кинетическую энергию ветрового потока в электри-

ческую. Ветроэлектрическая станция состоит из ветродвигателя, генератора электрического тока, автоматических устройств управления работой ветродвигателя и генератора, сооружений для их установки и обслуживания.

Ветроэнергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования энергии ветра для получения механической, электрической и тепловой энергии и определяющая области и масштабы целесообразного использования ветровой энергии. Ветроэнергетика состоит из двух основных частей: ветротехники, разрабатывающей теоретические основы и практические приемы проектирования технических средств (агрегатов и установок), и ветроиспользования, включающего теоретические и практические вопросы оптимального использования энергии ветра, рациональной эксплуатации установок и их технико-экономических показателей, обобщение опыта применения установок. Ветроэнергетика также опирается на результаты аэрологических исследований, на базе которых разрабатывается ветроэнергетический кадастр.

Ветровая энергия — кинетическая энергия движущихся масс воздуха.

Инвертирование — в электроэнергетике (лат. *inverto* — переворачиваю, обращаю, изменяю), превращение постоянного электрического тока в однофазный или многофазный переменный ток с помощью устройства, состоящего из управляемых электрических вентилей. Инвертирование — процесс, обратный выпрямлению.

Контрольные вопросы

1. Опишите назначение ВЭУ и принцип ее работы.
2. Как определяется энергия и мощность воздушного потока?
3. Укажите характерные рабочие скорости ветра ВЭУ.
4. Как определяется мощность ВЭУ?
5. Перечислите основные характеристики ветроэнергетического кадастра.

МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

5.1. Достоинства и недостатки малой гидроэнергетики

Под малой гидроэнергетикой понимают производство электроэнергии при помощи гидротурбин разной мощности, устанавливаемых на постоянных водотоках. Как правило, создание гидроэлектростанции (ГЭС) требует возведения плотины, в которой устанавливаются гидротурбины, но возможно также создание бесплотинных ГЭС.

Под микроГЭС подразумевают станции мощностью до 100 кВт, а под малыми (МГЭС) — общей установленной мощностью до 30 МВт с мощностью единичного гидроагрегата до 10 МВт и диаметром рабочего колеса гидротурбины до 3 м. В большинстве случаев предполагается, что МГЭС устанавливаются на малых реках и водотоках.

Как и любой другой способ производства энергии, применение малых и микроГЭС имеет как преимущества, так и недостатки. Среди экономических, экологических и социальных преимуществ объектов малой гидроэнергетики можно назвать следующие. Их создание повышает энергетическую безопасность региона, обеспечивает независимость от поставщиков топлива, находящихся в других регионах, экономит дефицитное органическое топливо. Сооружение подобного энергетического объекта не требует крупных капиталовложений, большого количества энергоемких строительных материалов и значительных трудозатрат, относительно быстро окупается.

В процессе выработки электроэнергии ГЭС не производит парниковых газов и не загрязняет окружающую среду продуктами горения и токсичными отходами, что соответствует требованиям Киотского протокола. Подобные объекты не являются причиной наведенной сейсмичности и сравнительно безопасны при естественном возникновении землетрясений. Они не оказывают отрицательного воздействия на образ жизни населения, на животный мир и местные микроклиматические условия.

Проблемой малых ГЭС является возможность их выхода из строя, в результате чего потребители остаются без энергоснабжения. Решением проблемы является создание резервных генерирующих мощ-

ностей — ветроагрегата, когенерирующей мини-котельной, фотоэлектрической установки и т.п. [5].

Наиболее распространенный вид аварий на объектах малой гидроэнергетики — разрушение плотины и гидроагрегатов в результате перелива через гребень плотины при неожиданном подъеме уровня воды и несрабатывании запорных устройств. В некоторых случаях МГЭС способствуют заиливанию водохранилищ и оказывают влияние на руслоформирующие процессы.

Существует определенная сезонность в выработке электроэнергии, когда в зимний и летний периоды в силу снижения расхода на водотоке мощность МГЭС значительно уменьшается.

Факторами, тормозящими развитие малой гидроэнергетики в России, являются:

- отсутствие информации у потенциальных пользователей о преимуществах применения МГЭС;
- слабая изученность гидрологического режима малых водотоков;
- отсутствие научно обоснованных методик оценки и прогнозирования возможного воздействия на окружающую среду и хозяйственную деятельность;
- низкая производственная и ремонтная база предприятий, производящих оборудование для МГЭС;
- отсутствие серийного оборудования для массового строительства МГЭС.

5.2. Гидроэнергетический потенциал России и его использование

Гидроэнергетический потенциал, подобно другим природным ресурсам, оценивается по нескольким категориям для отражения природно-физических, технических и социально-экономических аспектов, а именно, определяются три категории оценки: **валовой** гидроэнергетический потенциал, т.е. полный запас энергии, которые несут реки; **технический** гидроэнергетический потенциал — часть валового, освоение которой в принципе осуществимо с помощью известных технических средств; **экономический** гидроэнергетический потенциал — часть технического, освоение которой представляется экономически эффективным, целесообразным.

Валовой потенциал \mathcal{E} , кВт · ч, (теоретические или потенциальные гидроэнергетические ресурсы) определяется по формуле

$$\mathcal{E} = 8760 \sum_{i=1}^n 9,81 Q_i H_i, \quad (5.1)$$

где Q_i — средний годовой расход реки на i -м рассматриваемом участке, $\text{м}^3/\text{с}$; H_i — падение уровня реки на этом участке, м; n — число участков; 8760 — число часов в году.

Валовый потенциал подсчитываются в предположении, что весь сток будет использован для выработки электроэнергии без потерь при преобразовании гидравлической энергии в электрическую. Мировые потенциальные гидроэнергетические ресурсы оцениваются в 35 000 млрд кВт · ч в год, потенциальные ресурсы России составляют 2896 млрд кВт · ч [5].

Технические гидроэнергетические ресурсы — всегда меньше теоретических, так как они учитывают потери:

- гидравлических напоров в водоводах, бьефах, на неиспользуемых участках водотоков;
- расходов воды на испарение из водохранилищ, фильтрацию, холостые сбросы и т.п.;
- энергии в различном гидроэнергетическом оборудовании.

Технические ресурсы характеризуют возможность получения энергии на современном этапе. Технические гидроэнергетические ресурсы России составляют 1670 млрд кВт · ч в год, в том числе по МГЭС — 382 млрд кВт · ч в год.

Выработка электроэнергии на действующих ГЭС России в 2002 г. составила 170,4 млрд кВт · ч, в том числе на МГЭС — 2,2 млрд кВт · ч.

Экономические гидроэнергетические ресурсы существенно зависят от прогресса в энергетике, удаленности ГЭС от места подключения к энергосистеме, обеспеченности рассматриваемого региона другими энергетическими ресурсами, их стоимостью, качеством и т.п. В табл. 5.1 приведены значения экономически эффективного гидроэнергетического потенциала России [1].

В 2003 г. на МГЭС России было выработано около 2,5 млрд кВт · ч электроэнергии, что составило менее 0,3 % общей выработки электроэнергии в России. Для сравнения, на конец 1980-х годов, малыми ГЭС США и Китая соответственно вырабатывалось 28 и 11 млрд кВт · ч электроэнергии.

По своему потенциалу гидроресурсы России сопоставимы с существующими объемами выработки электроэнергии всеми электростанциями страны, однако этот потенциал используется всего на 15 %. В связи с ростом затрат на добычу органического топлива и соответствующим увеличением его стоимости, представляется необходимым обеспечить максимально возможное развитие гидроэнергетики. Предполагается, что гидроэнергетика преимущественно будет развиваться в Сибири и на Дальнем Востоке. В европейских районах строительство МГЭС получит развитие на Северном Кавказе.

Экономически эффективный гидроэнергетический потенциал России, ТВт · с/год

| Бассейн реки/моря | Оценка потенциала | | Выработка электроэнергии |
|--------------------------------------|-------------------|---------|--------------------------|
| | 1967 г. | 2005 г. | |
| Каспийский, в том числе: | 73 | 51 | 47 |
| Волга | 56 | 42 | 40 |
| Терек | 7 | 3 | 2 |
| Сулак | 8 | 6 | 5 |
| Азово-Черноморский, в том числе: | 10 | 3,5 | 3,5 |
| Дон | 2,5 | 0,5 | 0,5 |
| Кубань и каналы | 7,5 | 3 | 3 |
| Северо-Западный | 43 | 15 | 13 |
| Всего в Европейской части | 126 | 69,5 | 63,5 |
| Енисейский | 288 | 180 | 115 |
| Ленский | 235 | 35 | 4 |
| Обский | 94 | 9 | 2 |
| Амурский | 58 | 30 | 14 |
| Колымский | 24 | 10 | 6 |
| Всего в Азиатской части | 699 | 264 | 141 |
| Всего: Европейская и Азиатская части | 825 | 333 | 205 |

Примерно 17 % общего гидроэнергетического потенциала страны приходится на малые реки. Полный энергетический потенциал этих рек оценивается в 360 млн т у.т. в год, из которого технический — 125 млн т у.т. (35 %), экономический — 65 млн т у.т. (18 %). Он может быть реализован путем строительства малых ГЭС [6].

Около 40 % гидроэнергетического потенциала рек Северного Кавказа приходится на Дагестан, что в общем энергетическом потенциале составляет 50,8 млрд кВт · ч в год. До 1990-х годов экономически целесообразный потенциал рек Дагестана оценивался в 16 млрд кВт · ч. Из них 12 млрд кВт · ч предполагалось освоить большими и средними ГЭС, а 4 млрд кВт · ч — малыми ГЭС. В настоящее время идет переоценка экономически целесообразного потенциала рек Дагестана, в сторону его увеличения, в том числе и доли приходящейся на малые ГЭС [9].

На 40—50-е годы XX в. пришелся пик строительства МГЭС, когда ежегодно в эксплуатацию вводились до 1000 объектов. По разным оценкам, к 1955 г. на территории Европейской части России насчиты-

валось от 4000 до 5000 МГЭС. А общее количество МГЭС в СССР после окончания Великой Отечественной войны составляло 6500 единиц.

В начале 50-х годов, в связи с переходом к строительству крупных энергетических объектов и присоединением сельских потребителей к централизованному электроснабжению, это направление энергетики утратило государственную поддержку, что привело практически к полному разрушению и упадку созданной прежде инфраструктуры. Прекратилось проектирование, строительство, изготовление оборудования и запасных частей для малой гидроэнергетики.

К моменту распада СССР в 1990 г. действовавших МГЭС оставалось всего 55. Согласно данным разных источников, в России действуют от 70 до 350 МГЭС [4, 5]. В последние годы доля вырабатываемой на гидростанциях электроэнергии в общем энергетическом балансе России снижается. В 1995 г. она составляла 21 %, в 1996 г. — 18 %, 1997 г. — 16 %. Это связано как с устареванием и износом оборудования на гидроэнергетических гигантах прошлого, так и с увеличением в энергобалансе страны доли более удобного энергоресурса — природного газа [5]. По мнению экспертов, в ближайшем будущем выработка электроэнергии на гидростанциях будет увеличиваться в регионах с децентрализованным электроснабжением за счет ввода в действие новых МГЭС, которые заменят устаревающие и неэкономичные дизельные электростанции. Основное назначение МГЭС в ближайшие годы будет заключаться в замещении завозимого в удаленные регионы России органического топлива для снижения расходов федерального бюджета и повышения эффективности и энергетической безопасности энергодефицитных регионов.

В Дальневосточном регионе действуют более 3000 дизельных электростанций. Электроснабжение региона полностью зависит от стабильности поставок дизельного топлива. Из-за высокой стоимости дизельного топлива и его доставки возникла необходимость в его замещении другими энергоресурсами. Электроснабжение региона может быть оптимизировано за счет строительства МГЭС.

В последние годы разработаны схемы использования гидроресурсов и определены первоочередные объекты возможного строительства с учетом нужд потребителей. На Камчатском полуострове планируется строительство 20 МГЭС. В первую очередь намечено ввести в эксплуатацию шесть ГЭС общей установленной мощностью 50,2 МВт. Эти электростанции будут возводиться на реках, где не развито промысловое рыболовство, или же они будут строиться без плотин [8]. Во вторую очередь будут введены в строй еще 11 ГЭС общей мощностью 132, 8 МВт. До 2015 г. завершится строительство еще трех ГЭС, суммарная мощность которых составит 300 МВт.

Северный Кавказ также относится к энергодефицитным регионам. В последние годы построены МГЭС в Адыгее (250 кВт), Кабардино-Балкарии (1100 кВт), Краснодарском крае (2450 кВт). По программе строительства малых ГЭС в Дагестане отобрано 20 наиболее перспективных проектов в бассейне р. Сулак с суммарной мощностью 46 200 кВт, выработкой электроэнергии 274,4 млн кВт·ч и 12 наиболее перспективных МГЭС в Южном Дагестане с общей мощностью 11 700 кВт, с суммарной среднегодовой выработкой электроэнергии 68 млн кВт·ч. Пущены в эксплуатацию Ахтинская МГЭС (1800 кВт), Агульская МГЭС (600 кВт), Аракульская МГЭС (1200 кВт), Амсарская МГЭС (1000 кВт), Курушская МГЭС (480 кВт), Бавтугайская МГЭС (600 кВт), Гунибская МГЭС (15 000 кВт), Магинская МГЭС (1200 кВт), Шиназская МГЭС (1400 кВт).

Расширение сети МГЭС позволит снабжать горные районы электроэнергией в полном объеме, что приведет к резкому улучшению социальных условий жизни горцев, расширению существующих и созданию новых производств (оросительных систем, цехов по выпуску строительных материалов, систем водоснабжения и водоотведения, агропромышленных комплексов и т.п.) и соответственно созданию дополнительных рабочих мест. В конечном итоге снабжение электроэнергией горных районов на основе использования возобновляемой и экологически чистой гидравлической энергии будет способствовать возрождению и развитию отдаленных горных селений и закреплению на местах коренного населения.

5.3. Создание напора и основное оборудование ГЭС

Для создания напора на ГЭС используют следующие схемы:

- плотинную, при которой напор создается плотиной;
- деривационную, когда напор создается с помощью деривации (отведения, отклонения), выполняемой в виде канала, туннеля или трубопровода (рис. 5.1);
- комбинированную, в которой напор создается плотиной и деривацией.

В деривационной схеме отвод воды из естественного русла осуществляется по искусственному водоводу, имеющему меньший продольный уклон. Уровень воды в конце такого водовода оказывается выше уровня воды в реке, и эта разность уровней является напором ГЭС. Чем больше уклон реки и длиннее деривация, тем больший напор может быть получен. Деривация может быть безнапорной — канал, лоток, безнапорный туннель или напорной — напорный туннель, трубопровод. В практике встречаются смешанные схемы ГЭС: плотинно-деривационные, в которых напор создается как плотиной,

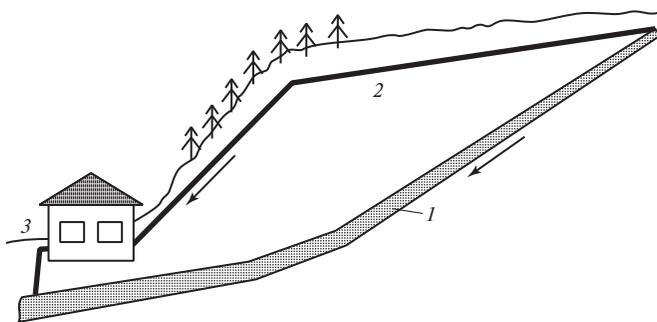


Рис. 5.1. Деривационная ГЭС:
1 — река; 2 — деривация; 3 — здание ГЭС

так и деривацией, и смешанные деривационные, в которых имеются и напорные и безнапорные водоводы.

Деривационные ГЭС сооружают на горных реках и предгорных участках, где имеются значительные уклоны. С помощью деривации могут быть получены напоры 1000 м и более.

Основным энергетическим оборудованием ГЭС являются гидротурбины и генераторы. Гидравлическая турбина преобразует энергию движения воды в механическую энергию вращения ее рабочего колеса. В зависимости от принципа преобразования энергии гидротурбины разделяют на активные и реактивные. В активных турбинах используется кинетическая часть энергии потока (скоростной напор), в реактивных турбинах (рис. 5.2) — потенциальную энергию потока (энергию давления).

На ГЭС турбина и генератор связаны общим валом. Частоты их вращения зависят от числа пар полюсов ротора генератора и частоты переменного тока, которая должна соответствовать стандартной. Чтобы получить скорости агрегатов, близкие к оптимальным, при больших напорах используют турбины с малыми значениями коэффициента быстроходности, а при больших напорах — с большими значениями этого коэффициента.

Объединение «ИНСЭТ» (Санкт-Петербург) изготавливает гидроагрегаты для МГЭС единичной мощностью до 5000 кВт и для микро-ГЭС мощностью от 3 до 100 кВт. Гидроагрегаты предназначены для эксплуатации в широком диапазоне напоров и расходов с высокими энергетическими характеристиками и выпускаются с пропеллерными, радиально-осевыми и ковшовыми турбинами. В комплект поставки входят, как правило, турбина, генератор и система автоматического управления гидроагрегатом.

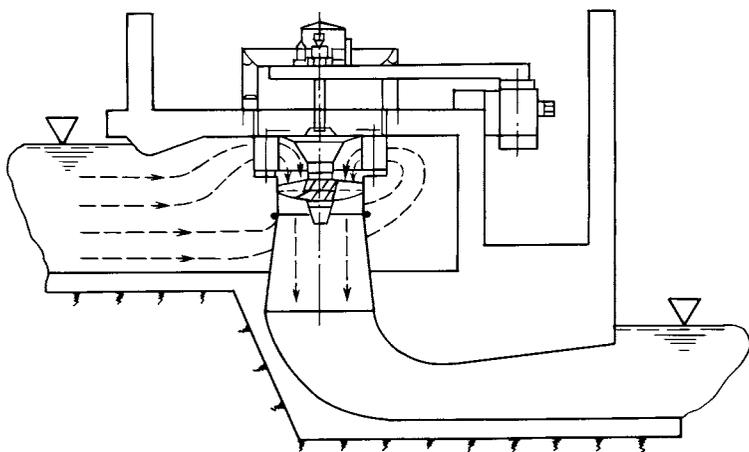


Рис. 5.2. Реактивная осевая турбина

Акционерное общество «Тяжмаш» (г. Сызрань) поставляет гидротурбины мощностью 15 000 для МГЭС, а также производит ремонт и восстановление отдельных узлов, монтаж и наладку оборудования.

Гидроэнергетическое оборудование для МГЭС разрабатывает НПО «РАНД» (Санкт-Петербург). Созданы гидротурбины, позволяющие эффективно использовать низкие напоры. Мощность таких установок составляет от 6 до 2500 кВт.

В последние годы разработаны погружные свободнопроточные гидротурбины, использующие для получения мощности скорость течения воды в водотоках и не требующие возведения плотин. Для размещения погружных гидротурбин можно использовать водотоки, имеющие достаточную ширину и глубину, а также скорость течения воды порядка 3 м/с. Переносные погружные гидротурбины могут найти широкое применение при необходимости в быстром получении электроэнергии с минимальными временными и финансовыми затратами.

МикроГЭС (мощностью до 100 кВт) можно установить практически в любом месте. Гидроагрегат состоит из энергоблока, водозаборного устройства и устройства автоматического регулирования (рис. 5.3).

МикроГЭС надежны, экологичны, компактны, быстро окупаемы. В первую очередь микроГЭС востребованы как источники электроэнергии для деревень, хуторов, дачных поселков, фермерских хозяйств; мельниц, небольших производств в отдаленных, горных и труднодоступных районах, где нет поблизости линий электропередачи (строить такие линии сейчас и дороже, и дороже, чем приоб-

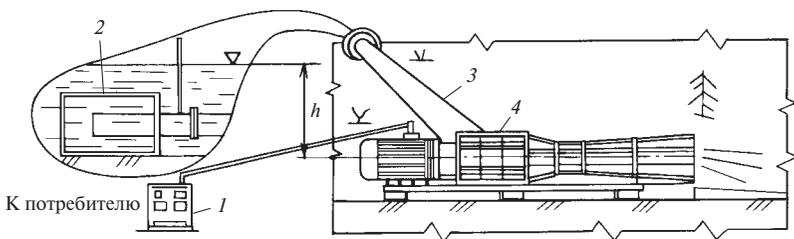


Рис. 5.3. МикроГЭС:

1 — устройство автоматического регулирования; 2 — водозаборное устройство; 3 — водовод; 4 — энергоблок; h — напор

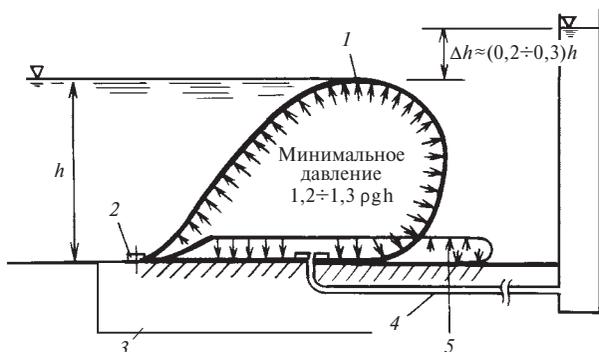


Рис. 5.4. Надувная водосливная плотина:

1 — резиновый «пузырь»; 2 — крепление; 3 — бетонный водослив; 4 — трубопровод; 5 — положение при пропуске паводка

рести и установить микроГЭС). Большое число микроГЭС может быть построено на гидроузлах водоснабжения и ирригации. В системах водоснабжения на участках трассы с большой разницей отметок поверхности вместо различного рода гасителей энергии (напора) могут быть построены микроГЭС. При расходах воды в пределах от 5 до 100 л/с их мощность может достигать от 20 до 200 кВт.

Интересные конструктивные решения реализуют некоторые зарубежные фирмы [7]. На рис. 5.4 представлена конструкция надувной водосливной плотины, предлагаемой фирмой Dyrhoff. Вместо традиционных для плотин материалов: бетона, стали и дерева фирма использует «пузырь» из армированной резины. Для создания напора плотину надувают воздухом или наполняют водой с давлением на 20—30 % большим напора h . На бетонном основании «пузырь» удерживается с помощью анкеров. Компрессор или насос связаны со внутренней полостью плотины через трубопровод, расположенный в

бетонном основании. Удобство такой конструкции заключается в том, что, при необходимости, можно быстро и легко выпустить воздух из полости и «пузырь» опустится на дно, позволяя воде беспрепятственно проходить вниз по течению. Это свойство плотины наилучшим образом может быть использовано на реках с быстро нарастающими многоводными паводками для транзитного пропуска воды. Возможно применение этих плотин при сезонном пропуске рыбы и льда. Достоинствами плотины по данным фирмы-производителя является низкая стоимость, простота работы и минимальные эксплуатационные расходы.

Другим, не менее интересным, проектом является водозаборная плотина с экраном Coanda (рис. 5.5). Более 40 водозаборов МГЭС в Европе оборудованы такими экранами. Эти экраны обладают свойством самоочистнения и поэтому требуют незначительных эксплуатационных расходов. По существу водозабор состоит из водосливной плотины через гребень которой переливается вода и на низовой стороне которой располагается наклонная профилированная поверхность экрана, выполненного из коррозионно-стойкого материала. Через решетчатую структуру экрана вода проваливается вниз и попадает в трубопровод или канал, подающий воду на ГЭС. За счет специальной конфигурации прутьев решетки плавающий мусор, наносы и рыба скатываются по экрану вниз с некоторой частью воды. Экран Coanda способен устранить 90 % частиц размером от 0,5 мм.

К ускоренному развитию малой гидроэнергетики могут подтолкнуть аварии, участвовавшие в энергосистеме страны, поскольку гидроагрегаты могут быть источниками автономного питания. Другой

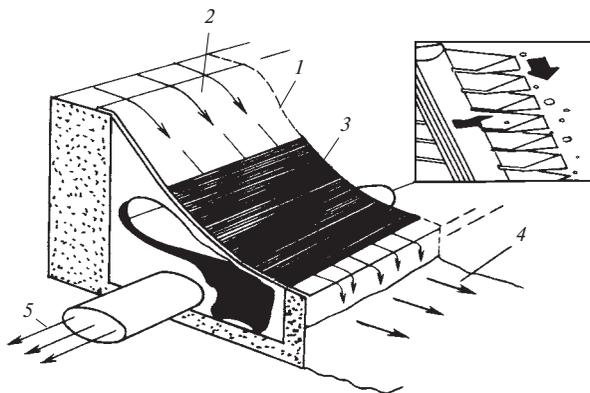


Рис. 5.5. Плотина с экраном Coanda:

1 — гребень; 2 — водослив; 3 — экран; 4 — мусор, насосы, избыток воды; 5 — вода на ГЭС

фактор ускорения — экологические требования к вырабатываемой энергии, что стало еще более актуальным в связи с введением в действие Киотского протокола. В настоящее время МГЭС (микроГЭС) получили распространение во многих странах мира. Они характеризуются большой часовой наработкой, значительными конструктивными запасами и высокой надежностью, не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала. Экологические последствия от строительства и эксплуатации МГЭС минимальны. Малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу электроэнергии потребителю. МГЭС вырабатывают дешевую электроэнергию, и срок их окупаемости не превышает 3—5 лет.

5.4. Энергия и мощность ГЭС

Мощность, кВт, на валу гидротурбины определяется

$$N_T = 9,81 Q_T H \eta_T, \quad (5.2)$$

где Q_T — расход воды через гидротурбину $\text{м}^3/\text{с}$; H — напор турбины с учетом потерь, м; η_T — коэффициент полезного действия (КПД) турбины ($\eta_T = 0,93 \div 0,96$).

Электрическая мощность генератора

$$N_{\text{ген}} = N_T \eta_{\text{ген}}, \quad (5.3)$$

где $\eta_{\text{ген}}$ — КПД гидрогенератора, обычно равный 0,97.

Регулирование мощности агрегата производится изменением расхода воды, проходящей через гидротурбину. Мощность ГЭС в i -й момент времени равна

$$N_{Gi} = 9,81 Q_{Gi} H_{Gi} \eta_{Gi}, \quad (5.4)$$

где Q_{Gi} , H_{Gi} , η_{Gi} — расход, напор и КПД ГЭС в i -й момент времени.

Выработка электроэнергии ГЭС, кВт · ч, за период времени T , ч, определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \int_0^T N_{Gi} dt. \quad (5.5)$$

Годовая выработка электроэнергии ГЭС не является постоянной величиной, а изменяется в зависимости от объема стока, поступившего в водохранилище, степени его регулирования и условий эксплуатации ГЭС.

Электрическая мощность, подведенная к потребителю, меньше мощности, производимой ГЭС. Сумма всех потерь при передаче

электроэнергии от ГЭС к потребителю оцениваются при помощи КПД системы передачи и преобразования $\eta_{\text{пер}} = 0,92 \div 0,93$.

Установленная мощность ГЭС $N_{\text{уст}}$ определяется как сумма номинальных (паспортных) мощностей установленных на ней генераторов. Она соответствует максимальной мощности, которую может развивать ГЭС.

5.5. Гидроаккумулирующие электростанции

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) предназначена для перераспределения во времени энергии и мощности в энергосистеме. В часы пониженных нагрузок ГАЭС работает как насосная станция. За счет потребляемой энергии она перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний и создает запасы гидроэнергии (рис. 5.6).

В часы максимальной нагрузки ГАЭС работает как ГЭС. Вода из верхнего бьефа пропускается через турбины в нижний бьеф, и ГАЭС вырабатывает и выдает электроэнергию в энергосистему. В процессе работы ГАЭС за счет разности тарифов потребляет дешевую электроэнергию, а выдает более дорогую в период пика нагрузки (ночью себестоимость электроэнергии ниже из-за небольшого спроса, а днем электроэнергии не хватает). Заполняя провалы нагрузки в энергосистеме, ГАЭС позволяет эксплуатировать тепловые и атомные электростанции в наиболее экономичном и безопасном режиме, резко снижая при этом удельный расход топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии в энергосистеме.

Таким образом, ГАЭС не вырабатывает энергию, а лишь перераспределяет ее во времени перекачкой воды из нижнего бассейна в верхний в ночное время и использования запасенной энергии в периоды

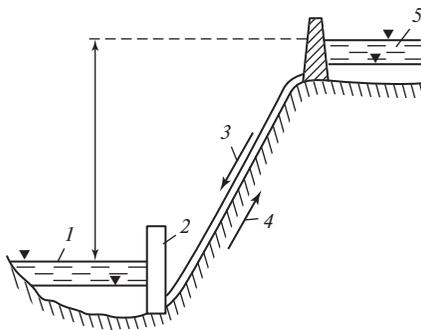


Рис. 5.6. Принципиальная схема ГАЭС:

1 — нижний бассейн; 2 — здание ГАЭС; 3 — турбинный режим; 4 — насосный режим; 5 — верхний бассейн

максимальной нагрузки путем пропуска воды из верхнего бассейна в нижний через турбины ГАЭС.

Достоинства ГАЭС следующие: малые удельные капиталовложения и численность обслуживающего персонала; они не требуют наличия крупных рек, оказывают меньшее влияние на окружающую среду по сравнению с другими энергоисточниками, хорошо работают и широко используются в режиме синхронного компенсатора, вырабатывая реактивную мощность.

На ГАЭС используют преимущественно обратимые гидромашины, работающие как в насосном, так и в турбинном режиме, и реверсивные электромшины, работающие как генератор или электродвигатель. Обратимые гидромашины создают для напоров до 1000 м. Эффективность ГАЭС в значительной степени зависит от величины используемого напора: чем он выше, тем эффективнее ГАЭС, что связано прежде всего с уменьшением емкости бассейнов. Так, удельные капиталовложения в ГАЭС при увеличении напора от 100 до 500 м снижаются на 20—25 %. В настоящее время в России работает единственная Загорская ГАЭС в Московской области.

Контрольные вопросы

1. Опишите достоинства и недостатки малой гидроэнергетики.
2. Какие схемы используют на ГЭС для создания напора?
3. Какие турбины используют на малых ГЭС?
4. Как определяется мощность и энергия ГЭС за определенный период времени?
5. Опишите принцип работы ГАЭС.

Глава шестая

ЭНЕРГИЯ БИОМАССЫ

6.1. Общие сведения

Под биомассой подразумевают все органические вещества растительного и животного происхождения. К органическим веществам, которые могут быть использованы для получения энергии относят древесину, отходы ее переработки, имеющие доминирующее значение, продукцию сельского хозяйства, а также отходы ее переработки. Все эти вещества можно классифицировать по источнику происхождения (растительная, животная) и стадии использования (первичная, вторичная).

Первичная (растительная) биомасса используется человечеством с незапамятных времен — со времени овладения огнем. Растительная биомасса (фитомасса) образуется в результате фотосинтеза в виде полимеров, содержащих в основном углерод (С), водород (Н) и кислород (О). Кроме того, в фитомассе в малых концентрациях присутствуют фосфор, азот, калий, а также следы многих других элементов. С энергетической точки зрения биомассу можно рассматривать как аккумулированную солнечную энергию. Энергетическое использование биомассы предполагает либо непосредственное сжигание, либо производство промежуточных энергоносителей: твердых, газообразных или жидких биотоплив.

Процесс фотосинтеза может быть в общем виде представлен следующей реакцией:



где CH_2O — обобщенная формула для углеводов (сахар, крахмал, целлюлоза).

Энергетическое использование биомассы в конечном счете определяется реакцией:



Сопоставление этих двух реакций показывает, что в результате фотосинтеза и использования созданной биомассы реализуется замкнутый цикл, в котором солнечная энергия аккумулируется, запасается и затем превращается в полезное тепло. Этот цикл нейтрален по отношению к выбросам CO_2 при условии, что на место использо-

ванной биомассы будет посажено новое растение, при росте которого весь диоксид углерода будет вновь поглощен. Биомасса обладает рядом существенных преимуществ как ВИЭ. К ним можно отнести:

- распространенность и доступность;
- всесезонность;
- возможность получения различных конечных продуктов (кроме традиционного сжигания с получением электроэнергии и тепла можно получать синтез-газ, бионефть, этанол, биогаз, биоводород);
- снижение антропогенной нагрузки на окружающую природную среду. В атмосферу выделяется при использовании биомассы столько же диоксида углерода, сколько его поглощается при росте биомассы. Кроме того, в отличие от органических топлив, биомасса не приводит к выбросу в атмосферу таких загрязняющих веществ, как тяжелые металлы, оксид углерода, оксиды серы.

Биомасса как источник энергии играет существенную роль в мировом энергетическом балансе. Вклад биомассы в мировой энергетический баланс оценивается в 12—13 %, хотя надежный учет некоммерческого использования дров затруднен [7]. Ежегодно в мире образуется около 220 млрд т биомассы сухого вещества, что по теплотворности эквивалентно около 4000 ЭДж. Для сравнения общее годовое потребление энергии в мире составляет примерно 430 ЭДж.

Наибольший удельный вес биомасса имеет в энергетических балансах развивающихся стран Африки и Азии, где для приготовления пищи, обогрева и освещения традиционно используются дрова. В последние годы значительно возросла доля биомассы в энергетических балансах и развитых стран (табл. 6.1) [2].

Причинами такого роста являются постоянное увеличение цен на ископаемое топливо, в первую очередь на нефть и газ, и желание стран обеспечить свою энергетическую безопасность. В 2003 г. доля биомассы в общем энергетическом балансе Европейского союза составила 3,6 %, что несколько выше, чем вклад всех остальных ВИЭ (3,4 %) [5]. Коммерческое энергетическое использование биомассы в основном ориентировано на отходы лесной, деревообрабатывающей

Таблица 6.1

**Вклад биомассы в потребление энергии в развитых странах
(% общего потребления энергии)**

| Страна | 1980 | 1997 | Страна | 1980 | 1997 |
|------------|------|------|----------------|------|------|
| Дания | 0,4 | 5,9 | Швеция | 7,7 | 17,9 |
| Япония | 0,1 | 1,6 | Швейцария | 0,9 | 6,0 |
| Германия | 0,3 | 1,3 | Великобритания | 0,0 | 3,3 |
| Нидерланды | 0,0 | 1,1 | США | 1,3 | 3,8 |

и целлюлозно-бумажной промышленности, а также сельскохозяйственные отходы (солома, жмых, лузга и т.п.).

Кроме того, обсуждается вопрос о создании специальных энергетических плантаций. На таких плантациях должны высаживаться высоко продуктивные быстро растущие растения, которые целиком используются для энергетических целей. При этом основным условием является непрерывное возобновление посадок на месте срезанных растений. В этом случае CO_2 , выбрасываемый в атмосферу при энергетическом использовании растений, будет вновь вовлекаться в процесс фотосинтеза. Эта идея лежит в основе выращивания микроводорослей, например хлореллы.

Однако при всей привлекательности этого подхода перспективы широкого распространения энергетических плантаций не очевидны. Для таких плантаций нужны земля, вода, удобрения, т.е. все то, что необходимо также и для производства продовольствия. При дефиците продовольствия в мире конкуренция будет складываться не в пользу энергетики [7].

Важным и достаточно большим источником биомассы являются твердые бытовые отходы (ТБО). По оценкам средний городской житель производит 300—400 кг ТБО в год. При средней теплотворности ТБО 5—6 ГДж/т это означает, что в городе с населением в 1 млн человек за счет ТБО можно получить 2—3 ПДж/год энергии. В основном отходы сжигаются в энергетических установках сравнительно небольшого масштаба либо самостоятельно, либо в сочетании с углем. Непосредственное сжигание отходов в промышленных топках затруднено из-за малой объемной плотности энергии. Поэтому в последнее время отходы перед сжиганием брикетируют или превращают в так называемые пеллеты. Эта современная технология получила наибольшее распространение. Например, в США годовой объем производства пеллет превышает 0,7 млн т, а их энергетический эквивалент составляет около 12 ПДж. Для производства пеллет биомасса вначале измельчается до размера частиц порядка 3 мм и высушивается. Затем эта масса под высоким давлением выдавливается с помощью винтового экструдера. В результате образуются твердые цилиндрики длиной до 10—15 мм и диаметром около 5 мм, имеющие теплоту сгорания 5 кВт·ч/кг. Поскольку процесс проводится при высоком давлении масса разогревается и связующие элементы (в отличие от брикетирования) не добавляются. Такой процесс требует заметных затрат электроэнергии — 50÷100 кВт·ч/т пеллет, что приводит к удорожанию пеллет по сравнению с исходным сырьем на примерно 50 долл. США/т. В настоящее время в США пеллеты продают по цене около 6 долл/ГДж и пользуются большим спросом.

6.2. Современные биоэнергетические технологии

Биоэнергетика в последние 10—15 лет стала самостоятельной отраслью энергетики. Во многих странах мира ее вклад в энергобаланс стран превышает суммарный вклад остальных ВИЭ.

Современная промышленная биоэнергетика представлена различными технологиями:

- **термохимическими:**

прямое сжигание — получение тепловой и электрической энергии;

производство пеллет — получение тепловой и электрической энергии, «синтез-газа», водорода, жидких нефтеподобных углеводородов;

газификация — получение «синтез-газа», водорода, тепловой и электрической энергии;

фест-пиролиз — получение жидких углеводородов;

синтез — получение метанола;

- **биотехнологиями:**

производство биоэтанола — энергоснабжение транспорта;

производство биодизельного топлива — энергоснабжение транспорта;

производство биоводорода — энергоснабжение транспорта, получение тепловой и электрической энергии;

производство биогаза — энергоснабжение транспорта, получение тепловой и электрической энергии.

Предполагается, что в России ведущее место займут современные высокорентабельные биогазовые технологии, разработанные отечественными учеными и специалистами. На следующем по значимости месте будут производство пеллет и газификация — пиролиз, далее — получение этанола из отходов сахарного производства [6]. Для производства биогаза (70 % метана и 30 % диоксида углерода) могут быть использованы все органические отходы аграрно-промышленного комплекса. Из отходов растениеводства можно получить до 135 млн т пеллет, конвертировать их в 133 млрд м³ «синтез-газа», а из него, в свою очередь, произвести до 69 млрд м³ биоводорода.

В России ежегодно образуется около 60 млн т твердых бытовых отходов, 130 млн т отходов животноводства и птицеводства и 10 млн т осадков сточных вод [9]. В основе биохимической переработки отходов животноводства и птицеводства лежит анаэробное сбраживание. В результате этого процесса органическая масса отходов определенными штаммами бактерий превращается в биогаз.

6.3. Биохимическая переработка органических отходов

При биохимической переработке разложение органических отходов происходит в результате жизнедеятельности анаэробных бактерий. Такие бактерии обычно присутствуют на дне болот или в других местах, где нет доступа воздуха, и в результате их жизнедеятельности органические вещества разлагаются с выделением биогаза. Биогаз, образующийся при анаэробной (без доступа воздуха) переработке различных веществ и отходов (табл. 6.2), состоит из 50—70 % метана, 30—45 % диоксида углерода, 1—2 % сероводорода, а также примесей водорода, аммиака и окислов азота. Теплота сгорания его составляет примерно 22—27 МДж/кг.

В мелких установках биогаз сжигают непосредственно в газовых горелках низкого давления, при этом возможна коррозия оборудования из-за наличия диоксида углерода и особенно сероводорода. В крупных установках, а также на перерабатывающих отходы заводах, отпускающих биогаз для жилищно-коммунальных и промышленных потребителей, производят очистку от примесей. Содержание метана в газе доводится до 99,8 %, а теплота сгорания составляет 37,3 МДж/кг.

Таблица 6.2

Выход биогаза из различного сырья [1]

| Исходное сырье | Выход биогаза из 1 кг сухого вещества, л/кг | Содержание метана в газе, % |
|---------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------|
| Трава | 630 | 70 |
| Древесная листва | 210—294 | 59 |
| Сосновые иглы | 37 | 69 |
| Ботва картофельная | 420 | 60 |
| Стебли кукурузные | 420 | 53 |
| Мякина | 615 | 62 |
| Солома пшеничная | 342 | 58 |
| Солома льняная | 359 | 59 |
| Подсолнечная шелуха | 300 | 60 |
| Твердый навоз крупного рогатого скота | 200—300 | 60 |
| Конский навоз с соломой | 250 | 56—60 |
| Домашние отходы и мусор | 600 | 50 |
| Фекальные осадки | 2150—312 | 60 |
| Твердый остаток сточных вод | 570 | 70 |

Очищенный метан собирается в резервуары, откуда уже поступает потребителям по газопроводам.

При анаэробной переработке отходов, кроме биогаза, образуются ценные (богатые азотом) удобрения. Технология анаэробного сбраживания нашла широкое применение в животноводческой отрасли. Данная технология утилизации органических отходов обеспечивает на животноводческих объектах высокую степень обеззараживания отходов, получение органических удобрений в кратчайший срок, а также выработку нетрадиционного энергетического топлива — биогаза.

На рис. 6.1 представлена принципиальная схема непрерывной анаэробной переработки органических отходов. Навоз из ферм подается в резервуар подготовки исходного сырья 1, в котором производится тщательное перемешивание, удаление твердых веществ и увлажнение до 94—96 %. Подготовленное сырье подается дозировочным насосом 2 в метантенк 3, где осуществляется процесс сбраживания под действием бактерий. Образующийся биогаз удаляется из верхней части метантенка в газгольдер 5, откуда идет потребителям, а остаток сброженного навоза (удобрение) из нижней части поступает в сборник удобрения 7, из которого уже вывозится на поля.

Сбраживания может производиться в мезофильном при температурах 20—40 °С и термофильном при 45—70 °С режимах. Для поддержания требуемой температуры осуществляется подогрев сырья в метантенках прокачкой через змеевики горячей воды, подготовленной в котле 9. Доля биогаза для такого подогрева составляет обычно 20—30 % суммарного его выхода из метантенка. Количество вырабатываемого биогаза и качество удобрений зависит не только от температуры, но и от продолжительности сбраживания сырья в метантенках. В частности, при продолжительности сбраживания навоза пять суток количество вырабатываемого биогаза составляет 50 %,

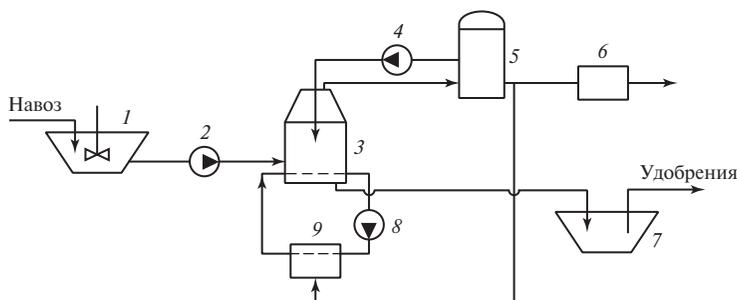


Рис. 6.1. Принципиальная схема анаэробной переработки биомассы:

1 — резервуар для подготовки сырья; 2 — дозировочный насос; 3 — метантенк; 4 — компрессор; 5 — газгольдер; 6 — аппараты очистки биогаза; 7 — сборник удобрения; 8 — циркуляционный насос; 9 — котел для поддержания температурного режима сбраживания

10 суток — 90 % и 20 суток — 98 % максимально возможного его количества. В зависимости от принятой продолжительности сбраживания сырья определяются необходимый объем метантенка и количество добавляемого в него свежего сырья. Для интенсификации процесса сбраживания часть биогаза из газгольдера подается компрессором 4 обратно в метантенк, при этом происходит и перемешивание всей массы в метантенке.

6.4. Использование биомассы в России

В России имеется огромный биоэнергетический потенциал (табл. 6.3). Прежде всего это лес, занимающий 60 % территории страны и производящий ежегодно почти четверть мирового прироста биомассы. Однако вклад биомассы в потребление энергии весьма незначителен. Цифры, характеризующие этот вклад, сильно разнятся в зависимости от источника, причем речь идет не о процентах, а о размахе. Если ориентироваться на официальные цифры Роскомстата, то вклад составляет около 20 млн т у.т. По экспертным оценкам потребление биомассы в России составляет не менее 70 млн т у.т. [2].

По данным на 2005 г., общее количество органических отходов АПК составило 624,2 млн т (225 млн т сухих веществ) с общим валовым энергосодержанием 80,6 млн т у.т. [6]. С появлением в России фермерских хозяйств возникла необходимость в создании достаточно простых в использовании комплексов по производству биогаза из органических отходов. Индивидуальная биогазовая установка ИБГУ-1, разработанная Центром «ЭкоРос» (Москва), предназначена для безотходной переработки любых органических отходов, образующихся в фермерских хозяйствах, с получением биогаза и экологически чистых органических удобрений. Эти удобрения богаты азотом, фосфором, калием и другими необходимыми для жизнедеятельности растений

Таблица 6.3

Биоэнергетический потенциал России

| Биомасса | Энергосодержание | Биомасса | Энергосодержание |
|-----------------------------|------------------|--------------------------------|------------------|
| Древесина | 800 млн т | Осадки сточных вод | 10 млн т |
| Сельскохозяйственные отходы | 250 млн т | Отходы животного происхождения | 10 млн т |
| Древесные отходы | 70 млн т | Возобновляемые ресурсы торфа | 60 млн т |
| Твердые бытовые отходы | 60 млн т | Энергетический потенциал | 200 млн т у.т. |

макро- и микрокомпонентами. Одна тонна таких удобрений соответствует примерно 80—100 т органических отходов (навоза). Суточный объем обрабатываемых органических отходов примерно равен 50—200 кг при влажности до 85 %. Суточный объем выделяемого биогаза, в зависимости от объема загружаемого органического сырья составляет 3—12 м³. Биогаз содержит метан (55—60 %) и диоксид углерода; его теплота сгорания достигает 25 МДж/м³, что эквивалентно 0,7 л мазута или 3,5 кг дров [4]. Биогаз можно использовать в быту для приготовления пищи, отопления помещений, сжигать в топках котельных.

Биогазовая установка состоит из биореактора (рис. 6.2) объемом 2,2 м³ и газгольдера мокрого типа объемом 3 м³ (рис. 6.3). Установка перерабатывает в сутки навоз крупного рогатого скота от двух до шести голов (до 200 кг в сутки) или навоз 20—60 голов мелкого рогатого скота и свиней.

Кроме того, в качестве сырья можно использовать отходы растительного происхождения, такие как капусту, солому, стебли кукурузы и подсолнечников, а также пищевые отходы.

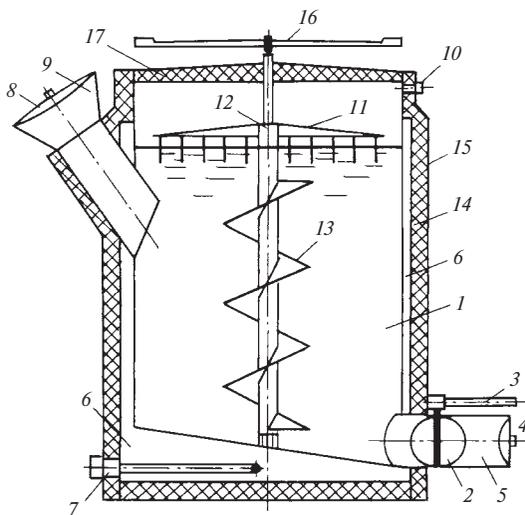


Рис. 6.2. Схема биореактора-метантенки ИБГУ-1:

1 — корпус биореактора; 2 — диафрагма; 3 — рукоятка; 4, 8 — затворы; 5 — шлюз для выгрузки сброженной массы; 6 — корпус тепловой рубашки; 7 — электронагреватель (ТЭН); 9 — загрузочный люк; 10 — газовый штуцер; 11 — гребенка; 12 — вал мешалки; 13 — шнек; 14 — облицовка теплоизоляции; 15 — теплоизоляция; 16 — рукоятка-крестовина мешалки; 17 — крышка биореактора



Рис. 6.3. Индивидуальная биогазовая установка ИБГУ-1 (на переднем плане — газгольдер, на дальнем — биореактор)

Применение таких технологий дает возможность одновременно решить следующие проблемы:

- санитарно-экологическую (ликвидация и обеззараживание отходов);
- энергетическую (получение качественного топлива — биогаза и, следовательно, тепловой и электрической энергии);
- агрохимическую (получение высокоэффективных органических удобрений);
- социальную (улучшение условий труда и быта населения, увеличение урожайности сельскохозяйственных культур при сокращении применения химических удобрений, ядохимикатов и средств защиты растений).

Комплект ИБГУ-1 производится серийно и в полной заводской готовности транспортируется на одном КАМАЗе с полуприцепом. Она рассчитана для работы в любых климатических условиях. Биогазовые установки ИБГУ-1 и БИОЭН-1 выпускают АО Центр «ЭкоРос», АО «Стройтехника — Тульский завод», АО «Юргинский машиностроительный завод», АО «Заволжский авторемонтный завод».

Автономный биоэнергетический модуль для среднего фермерского хозяйства (БИОЭН-1) предназначен для безотходной, экологически чистой переработки органических отходов сельскохозяйственного производства (навоза, помета, твердых бытовых отходов, пищевых отходов, растительных остатков) в газообразное топливо —

биогаз, конвертируемый далее в электрическую и тепловую энергию, и экологически чистые органические удобрения. Модуль: состоит из двух биореакторов-метантенков по 5 м^3 каждый и газгольдера мокрого типа на 12 м^3 . Модуль может быть также укомплектован биогазовым теплогенератором мощностью 23 кВт, электрогенератором мощностью 4 кВт, бытовой конфорочной биогазовой плитой; инфракрасными горелками на биогазе мощностью 5 кВт.

Площадь помещения, отапливаемого БИОЭН-1, составляет от 150 до 200 м^2 ; суточное количество перерабатываемых отходов при влажности 85 % — до 1 т; количество вырабатываемого биогаза (60 % метана) — до $40 \text{ м}^3/\text{сут}$; количество вырабатываемой электрической энергии — $80 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{сут}$, тепловой энергии — $230 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{сут}$; количество вырабатываемых органических удобрений — 1 т/сут; собственные потребности в энергии на поддержание термофильного процесса — 30 %. Модуль «БИОЭН-1» может быть собран в батарее из двух, трех и четырех комплектов.

Биогазовые технологии используются в любых климатических регионах России. Причем они дают возможность производить не только газообразное топливо, но и высокоэффективные органические удобрения, получившие торговую марку БИОУД. Высокая эффективность удобрений БИОУД объясняется действием ауксинов (биологических стимуляторов роста растений), которые повышают биологическую активность растения, ускоряют усвоение углекислого газа и увеличивают накопление зеленой массы. Для обработки 1 га угодий достаточно 1 т БИОУД.

Для получения газообразного топлива АО «Энерготехнология» (Санкт-Петербург) выпускает термохимические газогенераторы. В результате термической переработки из биомассы получается топливо, которое может быть использовано без дополнительной очистки для сжигания в топках паровых и водогрейных котлов, в различных технологических установках для нагрева и сушки, стационарных двигателях внутреннего сгорания с получением электроэнергии, коммунально-бытовом хозяйстве для получения горячей воды и обогрева жилых помещений. Исходным сырьем для газогенератора являются любые органические отходы.

В табл. 6.4 приведены характеристики биоэнергетических установок, производимых в России. Установки серийно выпускаются, срок окупаемости в некоторых случаях исчисляется месяцами, тем не менее широкого спроса на них нет. Задачи энергоснабжения на местах часто решаются явно себе в убыток, предпочтение отдается привозным ископаемым топливам, когда под рукой имеются практически неограниченные запасы биомассы.

Таблица 6.4

Биоэнергетические установки, производимые в России

| Технические показатели | Газогенераторные установки | | Биогазовые установки | |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| | 200 кВт | 600 кВт | ИБГУ-1 | БИОЭН-1 |
| Сырье | Опилки, щепка, хлесты, дрова, ТБО, торф, солома, стебли, лузга, лигнин | | Отходы крупного и мелкого рогатого скота, лошадей, свиней, верблюдов, птицы, фекалии, растительные отходы, твердые бытовые отходы | |
| Влажность допустимая | Не более 60 % | | Не более 85 % | |
| Количество переработанного сырья | 80 кг/ч (сухих веществ) 200 кг/ч (60 % вл.) | 240 кг/ч (сухих веществ) 600 кг/ч (60 % вл.) | 200 кг/сут | 1000 кг/сут |
| Тип производимого топлива | «Синтез-газ» или «генераторный газ» | | Биогаз | |
| Состав топлива | Моноксид углерода (угарный газ), водород, метан, следы углеводородов | | Метан 60 %, диоксид углерода 40 % | |
| Количество вырабатываемого топлива | Тепловой 200 кВт · ч | Тепловой 600 кВт · ч; электрической 180 кВт · ч | 10 м ³ /сут | 40 м ³ /сут, 80 кВт · ч (электрическая), 230 кВт · ч (тепловая) |
| Окупаемость | 2—2,3 года | 2,5—3 года | 0,5 года | 0,5 года |
| Мощность электрогенератора | — | 200 кВт | — | 4 кВт |
| Мощность теплогенератора | 200 кВт | 600 кВт | — | 23,2 кВт |
| Дополнительно производимые продукты | Зола | | Жидкие экологически чистые органические удобрения | |
| Фирма-разработчик | АО «Энерготехнология», Санкт-Петербург | | АО Центр «ЭкоРос», Москва | |
| Фирма-изготовитель | АО «Энерготехнология» | | АО Центр «ЭкоРос», АО «Стройтехника — Тульский завод», АО «Юргинский машиностроительный завод», АО «Заволжский авторемонтный завод» | |

За несколько лет в России сформировался новый для нашей страны бизнес — производство биотоплива (древесных гранул, брикетов, топливной щепы). По мнению экспертов, только в Северо-Западном регионе количество предприятий по производству такого топлива за 5 лет выросло в 10 раз. Ожидается, что через несколько лет производство топливных гранул в стране увеличится еще 3—4 раза.

Производство биотоплива ориентировано в основном на экспорт, причем если предприятия, расположенные в европейской части России, предлагают свою продукцию прежде всего в страны Скандинавского полуострова, Италию, Германию и другим европейским потребителям, то предприятия из Сибири рассчитывают на восточные рынки. Например, руководство открывшегося в конце 2006 г. завода по производству пеллет на базе деревообрабатывающего комбината «Енисей» (Красноярский край) планирует поставлять свою продукцию в Японию, а со временем, возможно, и на российский рынок [10].

По экспертным оценкам в России производится около 30 тыс. т пеллет. Однако прямое сложение производственных мощностей всех российских предприятий по выпуску пеллет дает значение почти на порядок больший — 280 тыс. т [3]. Производство пеллет из отходов растениеводства (соломы, стеблей, шелухи, ботвы и т.д.) может составить до 147 млн т. [6]. Ведущими Федеральными округами могут быть Южный, Приволжский, Центральный и Сибирский (табл. 6.5).

Южный федеральный округ способен с избытком удовлетворить потребности в топливе и энергии не только своего аграрно-промышленного комплекса, но и округа в целом: сельское население округа

Таблица 6.5

**Потенциальные возможности производства пеллет и их конверсии
в «синтез-газ» и водород**

| Федеральный округ | Производство | | |
|-------------------|---------------|------------------------------------|-------------------------------|
| | пеллет, млн т | «синтез-газа», млрд м ³ | водорода, млрд м ³ |
| Центральный | 14,0 | 23,0 | 11,5 |
| Северо-Западный | 1,13 | 1,85 | 0,92 |
| Южный | 94,0 | 154,0 | 77,0 |
| Приволжский | 23,5 | 38,5 | 19,2 |
| Уральский | 3,0 | 4,9 | 2,45 |
| Сибирский | 10,9 | 17,9 | 8,95 |
| Дальневосточный | 6,6 | 10,8 | 5,4 |

составляет 9,7 млн чел., их потребность в обеспечении электроэнергией на современном уровне может составить (из расчета 3—4 кВт · ч/(чел · сут)) — 14 млрд кВт · ч/год, для чего потребуется биогаза до 6 млрд м³/год, или 21 % его возможной выработки (28 млрд м³). Округ расходует в год до 3,4 млн т бензина и до 4,3 млн т дизельного топлива, для их замещения необходимо до 15,4 млрд м³ биогаза. Таким образом, только за счет производства биогаза транспорт и сельскохозяйственные машины могут быть обеспечены топливом.

Россия имеет возможности для интенсивного развития практически всех современных направлений использования биомассы для энергетики. Кроме того, возможен экспорт отдельных видов биоэнергосносителей, в первую очередь пеллет и транспортного этанола. Российские разработки в области технологий и оборудования по газификации и пиролизу древесины, производству этанола из сахарного и крахмалистого сырья, получению и использованию биогаза и биоводорода соответствуют мировым требованиям.

6.5. Автономные теплоэлектростанции на пиролизном топливе

Растительная биомасса в виде отходов деревообработки и растениеводства может служить альтернативой ископаемому энергетическому сырью (углю, нефти, газу) при производстве тепла и электроэнергии. Современные технологии конверсии растительной биомассы позволяют получать твердое, жидкое и газообразное углеводное топливо, которое в отличие от углеводородного имеет высокие показатели экологической безопасности и обеспечивает устойчивое развитие регионов, удаленных от месторождений ископаемого топливного сырья.

Пиролиз — термохимическая переработка органического вещества в бескислородной среде, который является наиболее универсальным технологическим методом производства биотоплива. С помощью этого метода можно в очень широких пределах управлять соотношением твердой (древесный уголь), жидкой (бионефть) и газообразной (пиролизный газ) фракций продуктов переработки растительного сырья, изменяя температуру и продолжительность процесса. Любая из этих фракций пригодна для комбинированного производства тепла и электроэнергии тем или иным известным способом, из которых наиболее традиционным является сжигание в паровых котлах с последующим преобразованием энергии пара в электричество в паровых турбинах.

Газовые турбины имеют самый высокий КПД, однако эффективно они используются при мощностях более 500 кВт(э). При меньших мощностях используются дизельные или бензиновые двигатели

внутреннего сгорания, которые могут быть успешно адаптированы для работы на пиролизном топливе.

Автономные мини-ТЭС на биотопливе включают модуль пиролиза и дизель-генераторный агрегат. Основными элементами модуля пиролиза являются реактор, в котором органические компоненты исходного растительного сырья при нагреве разлагаются с образованием и переходом в паровую фазу более легких соединений, и конденсатор, в котором часть парообразных продуктов охлаждается и переходит в жидкое состояние (бионефть). Не сконденсировавшаяся часть продуктов образует пиролизный газ. Отношение массы жидкого продукта к массе газообразного может варьироваться от 0,1 до 5 в зависимости от температуры и продолжительности термохимического процесса [8]. Кроме жидкой и газообразной фракций реактор производит некоторое количество твердого продукта, который по своим физико-химическим свойствам близок к древесному углю. Термохимический процесс является энергозатратным. Значительная часть энергии, подводимой к реактору извне, расходуется на нагрев и испарение влаги, содержащейся в растительной биомассе. Включение камеры предварительного удаления влаги в состав модуля пиролиза позволяет значительно снизить общие энергозатраты при производстве биотоплива.

На рис. 6.4 показана функциональная схема мини-ТЭС, включающая в себя модуль пиролиза и дизель-генераторный агрегат.

Весь вырабатываемый модулем пиролиза газ через фильтр тонкой очистки подается в ДВС электрогенераторного агрегата. Бионефть собирается в емкость, откуда часть ее возвращается в модуль пиролиза для сжигания и поддержания требуемой температуры в реак-

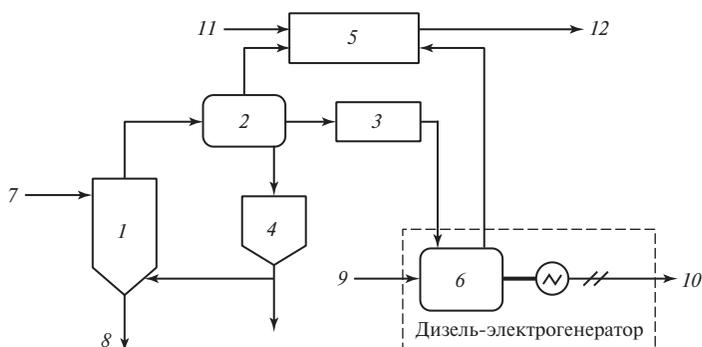


Рис. 6.4. Схема мини-ТЭС:

1 — реактор пиролиза; 2 — конденсатор; 3 — фильтр тонкой очистки; 4 — бионефть; 5 — теплообменный аппарат; 6 — ДВС; 7 — растительное сырье; 8 — древесный уголь; 9 — дизельное топливо (15 %); 10 — электроэнергия; 11 — холодная вода; 12 — горячая вода

торе. Тепло, выделившееся в конденсаторе, а также отработавших газов ДВС утилизируется в теплообменном аппарате для производства горячей воды. При необходимости излишки бионефти также могут быть использованы в качестве печного топлива в системе теплоснабжения и обеспечения потребителей горячей водой. Древесный уголь может применяться в качестве как топлива, так и сырья для производства стали, адсорбционных фильтров и т.д.

Контрольные вопросы

1. Что подразумевают под биомассой?
2. Перечислите современные биоэнергетические технологии.
3. Опишите биохимическую переработку органических отходов.
4. Опишите схему мини-ТЭС на пиролизном топливе.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ОКЕАНА

7.1. Океанические тепловые электрические станции

Мировой океан аккумулирует энергию биомассы, приливов и отливов, океанических течений, тепловую и т.п. Проблема заключается в том, чтобы найти экономически и экологически приемлемые способы ее использования. По прогнозным оценкам доступная часть энергии Мирового океана во много раз превышает уровень потребления всех энергетических ресурсов в мире.

Одним из перспективных возобновляемых источников энергии является тепловая энергия океана, которую можно использовать на основе природной разности температур между поверхностными и глубинными океаническими водами в тропических районах. В полезную работу можно превратить тепло, идущее от рабочей среды с высокой температурой к среде с более низкой температурой. Средняя температура океанической воды на поверхности в тропиках достигает 28 °С, а на глубинах 600 м температура воды составляет 3—4 °С.

Идея использования тепловой энергии была практически реализована в 1928 г. французским инженером Ж. Клодом, соорудившим на побережье Кубы первую океаническую тепловую электростанцию (ОТЭС), которая развивала примерно 22 кВт электрической мощности и вырабатывала пресную воду [1]. Энергия производилась в режиме так называемого открытого цикла, поскольку в качестве рабочей жидкости использовалась морская вода. С помощью насосов она передавалась с поверхности океана при температуре 27 °С в испаритель с частичным вакуумированием, после чего превращалась в пар, который вращал турбину, связанную с электродвигателем. Затем пар охлаждался холодной водой с температурой 14 °С, отбираемой с глубины 400 м. Отработанная вода сбрасывалась в океан. Более эффективным является замкнутый цикл, когда в качестве рабочей жидкости применяется низкокипящее рабочее тело (аммиак, пропан и т.п.).

Небольшие демонстрационные ОТЭС, использующие градиент температур поверхностных и глубинных слоев воды в океане, получили развитие в США, Японии и ряде островных государств экваториальной зоны. Несмотря на малую разность температур цикла

ОТЭС, огромный тепловой потенциал, накопленный морской водой, делает заманчивым использование этого экологически чистого источника тепла для получения электроэнергии.

Первая конструкция ОТЭС мощностью 50 кВт была опробована вблизи Гавайских островов в 1979 г. В качестве рабочей жидкости применялся аммиак, который нагревался в теплообменнике поверхностной морской водой до 27 °С, а охлаждался глубинной водой с температурой около 5 °С.

Более мощная опытная система ОТЭС была разработана японскими специалистами в 80-х годах прошлого столетия на о. Науру в Тихом океане. Станция работает по замкнутому циклу на хладоне R22 при подаче теплой воды с температурой около 29 °С и холодной воды с глубины 580 м при температуре 7,9 °С. На этой станции была достигнута мощность 120 кВт, из которой часть поступает в сеть о. Науру, а часть расходуется на собственные нужды.

Использование достаточно мощной ОТЭС в одном и том же месте в океане в течение неограниченного времени возможно только при наличии течений, приносящих тепловую энергию из других районов океана. На рис. 7.1 и 7.2 представлены принципиальная схема ОТЭС с циклом Ренкина на низкокипящем рабочем теле и конструкторские решения размещения оборудования [4]. Теплая вода с поверхности океана забирается насосом и направляется в испаритель, где происходит нагрев и испарение низкокипящего рабочего тела за счет съема тепла с подведенной воды. Охлажденная вода из испарителя идет на сброс. Пар рабочего тела из испарителя попадает в турбину и далее в конденсатор. Для конденсации отработанного пара в конденсатор подводится холодная вода из глубинных слоев океана. Далее конденсат циркуляционным насосом закачивается в испаритель и цикл замыкается. Основные сложности связаны с необходимостью подъема значительных объемов воды с больших глубин.

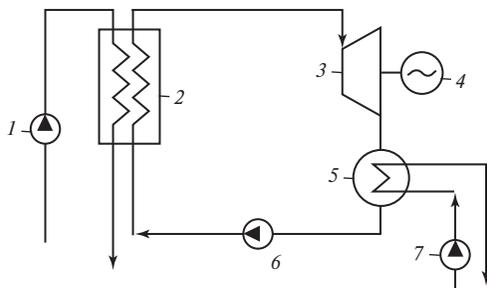
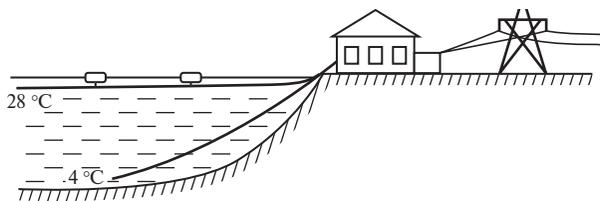
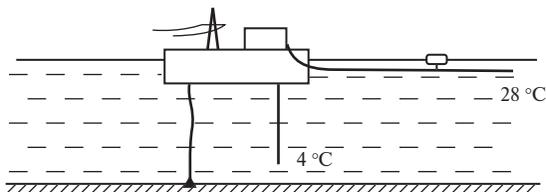


Рис. 7.1. Схема океанической тепловой электростанции:

1 — насос теплой воды; 2 — испаритель; 3 — турбина; 4 — генератор; 5 — конденсатор; 6 — насос рабочего тела; 7 — насос холодной воды



а)



б)

Рис. 7.2. Конструкторские решения размещения оборудования ОТЭС:

а — береговой вариант; *б* — морской вариант с использованием плавучей платформы для размещения оборудования

Наиболее важными проблемами создания теплоэнергетических установок для тропических районов океана являются: интенсификация теплообмена в парогенераторе и конденсаторе для уменьшения их массы и габаритных размеров, предотвращение биообрастания и коррозии оборудования, поиск эффективных и экологически безопасных низкокипящих рабочих веществ.

Разновидностью утилизации тепловой энергии океана является способ, основанный на использовании разности температур воды и воздуха над ее поверхностью. Особенно перспективен этот способ для арктических районов. Температура океанической воды в арктических районах на $30\text{—}40\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше температуры атмосферного воздуха. В арктических ОТЭС (рис. 7.3) морская вода отдает тепло промежуточному рабочему телу в парогенераторе-испарителе станции. Это делает невозможным использование тепла воды ниже температуры ее замерзания. Температура воды подо льдом в арктических районах составляет не более $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, а температура ее замерзания при 34 % солености равна $-1,86\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тогда перепад температуры в теплообменнике можно принять равным $2\text{ }^{\circ}\text{C}$. В качестве конденсатора в таких ОТЭС можно использовать воздушную градирню с естественной тягой.

К отрицательным последствиям работы ОТЭС можно отнести возможные утечки в океан низкокипящих рабочих тел, а также

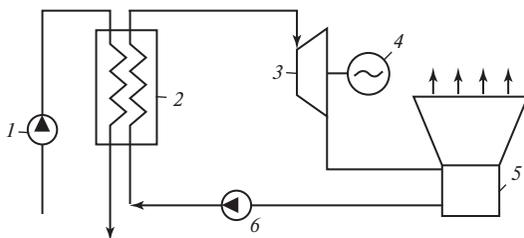


Рис. 7.3. Схема арктической ОТЭС:

1 — насос; 2 — испаритель; 3 — турбина; 4 — генератор; 5 — воздушная градирня; 6 — циркуляционный насос

веществ, применяемых для промывки теплообменников. Возможно значительное выделение углекислого газа из поднимаемых на поверхность холодных глубинных вод из-за снижения в них парциального давления CO_2 и повышения температуры. Выделение углекислого газа из воды при работе ОТЭС предположительно на 30 % больше, чем при работе обычных ТЭС той же мощности, использующих органическое топливо [3].

Передача электрической энергии к потребителю на суше целесообразна тогда, когда ОТЭС находится не очень далеко от потребителей на суше. В перспективе в разных странах предполагается создание автономных ОТЭС, размещаемых в открытом океане, для обеспечения энергией производства различных веществ из морской воды. Такие станции могут быть использованы для получения топлива при переработке газогидратов, которые наблюдаются в донных структурах внутренних морей Тихого и Северного Ледовитого океанов. В будущем возможно широкое применение энергетических систем в океане для производства пресной воды. Сопутствующее этому производству получение громадного количества солей может послужить сырьевой базой для развития специальных отраслей химической промышленности [1].

Создание систем преобразования энергии океана требует разработки принципиально новой подводной техники, использующей новые синтетические и композитные материалы, а также дефицитные металлы, такие как титан, магний и др.

7.2. Приливные электростанции

Приливные электростанции (ПЭС) строят на побережье морей и океанов со значительными приливно-отливными колебаниями уровня воды. Для этого естественный залив отделяется от моря плотиной и зданием ПЭС. При приливе уровень моря будет выше уровня воды в отделенном от него заливе, а при отливе, наоборот, ниже

уровня воды в заливе. Перепады этих уровней создают напор, который используется при работе гидротурбин ПЭС.

Причиной приливных колебаний уровня воды и приливных течений является гравитационное взаимодействие Земли с Луной и Солнцем. Величина приливов различна в разных местах. В Бристольском заливе (Великобритания) высота приливных волн достигает 14 м, в Охотском море в Пенжинском заливе — около 13 м, в Тугурском заливе — примерно 7 м, в Белом море в Мезенском заливе — приблизительно 9 м. Наибольшие приливы наблюдаются в заливе Фанди (Канада) и достигают 19,6 м. Для эффективной работы ПЭС необходима определенная разность уровней воды при приливе и отливе (не менее 4 м), поэтому в мире не так много мест, где такие станции могут быть сооружены.

В начале XXI в. в мире действовало всего 10 ПЭС общей мощностью около 270 МВт. Самая крупная ПЭС мощностью 240 МВт построена в 1967 г. во Франции в устье р. Ранс (рис. 7.4 и 7.5). Она вырабатывает 540 млн кВт · ч электроэнергии в год. Стоимость сооружения в 2,5 раза выше стоимости обычной ГЭС той же мощности. Приливная электростанция в Аннаполисе в Канаде имеет мощность 20 МВт. В 1968 г. в России была построена и эксплуатируется Кислогубская ПЭС мощностью 0,4 МВт в губе Кислой на побережье Кольского полуострова в 60 км западнее г. Мурманска. Эта ПЭС возводилась как опытная для отработки технологий создания наплавных конструкций, которые изготовлялись в строительном доке, а затем с помощью буксиров перемещались в места установки в створе ПЭС.



Рис. 7.4. Приливная электростанция в устье р. Ранс (Франция)

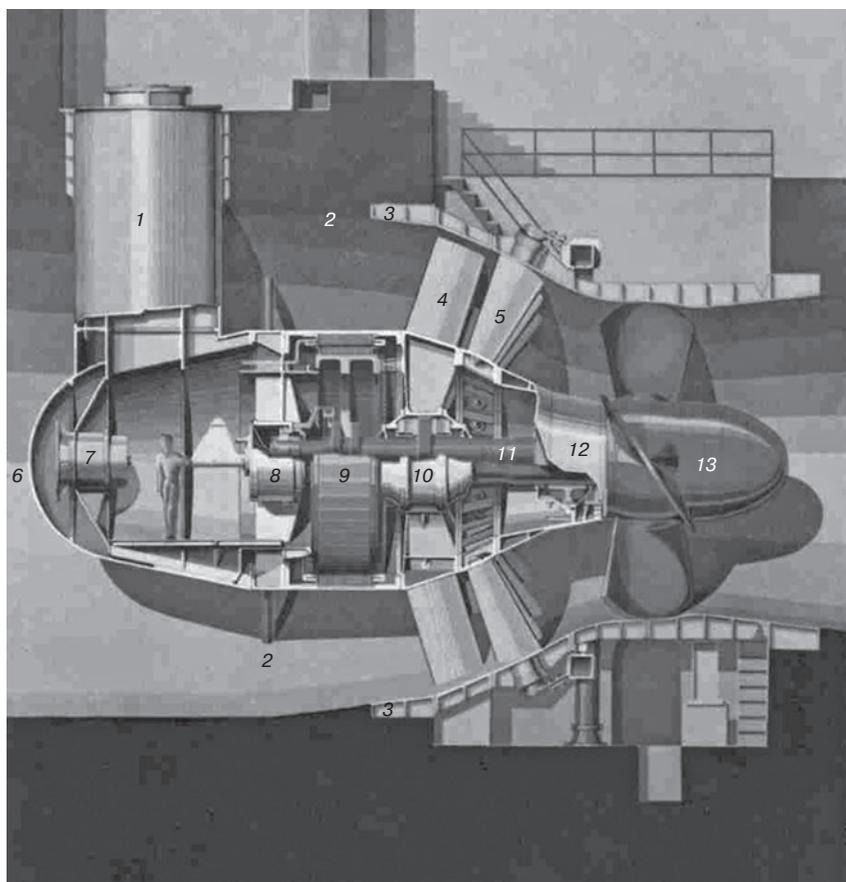


Рис. 7.5. Гидроагрегат приливной электростанции на р. Ранс:

1 — шахта сообщения; 2 — растяжки для крепления кожуха к бетону водовода; 3 — металлический кожух, подводящий воду к турбине; 4 — статор турбины; 5 — поворотный направляющий аппарат; 6 — обтекатель-охладитель; 7 — вентилятор; 8, 10 — подшипники; 9 — генератор; 11 — вал; 12 — переходный конус кожуха турбины и подшипник; 13 — рабочее колесо

Остальные семь ПЭС созданы в Китае. Первая опытная ПЭС была введена в эксплуатацию в Китае в 1959 г. на побережье Южно-Китайского моря мощностью 40 кВт, которая впоследствии была увеличена до 200 кВт. В 1970 г. была построена ПЭС мощностью 165 кВт с тремя агрегатами по 55 кВт. В 1983 г. на побережье Восточно-Китайского моря была сдана в эксплуатацию однобассейновая ПЭС Цзянси двустороннего действия с одним гидроагрегатом мощностью 500 кВт [3]. Суммарная мощность ПЭС Китая составляет 10 МВт.

Приливная электростанция мощностью 5 МВт возводится в Индии в порту г. Анкор. Ее особенностью является использование воздушных турбин: в прилив воздух сжимается водой в специальных резервуарах, в отлив имеет место обратное движение воздуха через турбину и заполнение им освободившегося объема резервуаров.

Целесообразность создания волновых электростанций определяется региональными особенностями и прежде всего плотностью приходящей энергии — ее значением на единицу длины волнового фронта.

Гидродинамическая мощность приливов определяется по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{1}{8} \rho g L A^2 \sqrt{gH}, \quad (7.1)$$

где ρ — плотность воды, кг/м^3 ; g — ускорение свободного падения, м/с^2 ; L — характерный горизонтальный размер залива, м ; A — высота приливной волны, м ; H — глубина в районе прилива, м .

Технические ресурсы приливной энергии России оцениваются в 200—250 млрд кВт · ч в год и в основном сосредоточены у побережья Охотского, Берингова и Белого морей [2]. Представляет интерес перспектива строительства ПЭС в Тугурском и Пенжинском заливах на Дальнем Востоке России. Энергетический потенциал ПЭС в Тугурском заливе составляет примерно 19 ТВт · ч/год, что соответствует мощности более 2 ГВт. Приливы в Пенжинском заливе существенно больше, чем в Тугурском заливе. Энергетический потенциал ПЭС Пенжинской губы приблизительно равен 70 ТВт · ч/год, что соответствует мощности более 20 ГВт.

Крупному строительству ПЭС препятствуют в основном экономические причины, так как их сооружение требует значительных капитальных вложений.

7.3. Энергия течений и волн

Энергия всех стационарных течений и циркуляций в Мировом океане составляет примерно 10^{19} Дж/год [1]. Наиболее мощные течения океана — потенциальный источник энергии. Современный уровень техники позволяет извлекать энергию течений при скорости потока более 1 м/с. При этом мощность от 1 м^2 поперечного сечения потока составляет около 1 кВт. Перспективным представляется использование таких мощных течений, как Гольфстрим и Куро시오, несущих соответственно 83 и 55 млн $\text{м}^3/\text{с}$ воды со скоростью до 2 м/с, и Флоридского течения (30 млн $\text{м}^3/\text{с}$, скорость до 1,8 м/с).

Мощность W , которая переносится течением, определяется его скоростью u и площадью поперечного сечения S :

$$W = \rho u^3 \chi S, \quad (7.2)$$

где χ — коэффициент полезного действия технических средств преобразования энергии.

Эта мощность оказывается не очень концентрированной по сравнению с мощностью рассмотренных выше энергетических источников океана. Например, для случая течения Куроисио при характерной скорости течения около 1 м/с, вертикальном размере течения около 100 м и горизонтальном размере 10 км мощность не превышает 1,0 ГВт. При этом нужно учесть коэффициент полезного действия технических средств преобразования энергии χ , который всегда меньше единицы.

Для океанской энергетики представляют интерес течения в проливах Гибралтарском, Ла-Манш, Курильских. Однако создание океанских электростанций на энергии течений связано с рядом технических трудностей, прежде всего с созданием энергетических установок больших размеров, представляющих угрозу судоходству. Кроме того, такие установки на современном этапе не смогут конкурировать по эффективности с системами преобразования термальной энергии океана.

Определенный интерес представляет использование энергии поверхностных волн в океане. Общая мощность всех поверхностных волн в Мировом океане составляет около $2,7 \cdot 10^{12}$ Вт, что соответствует суммарной энергии примерно 10^{20} Дж/год. Это достаточно большое значение, однако использование этой энергии затруднено ее малой поверхностной плотностью.

В основе работы волновых энергетических станций лежит воздействие волн на рабочие органы, выполненные в виде поплавков, маятников, лопастей, оболочек и т.п. Механическая энергия их перемещений с помощью электрогенераторов преобразуется в электрическую. В виду низкой плотности волновой энергии ее используют в основном для питания потребителей длительного пользования малой мощности, например надводных автономных биев, маяков, научных приборов и т.п. Крупные волновые станции могут быть использованы для волнозащиты морских буровых платформ, открытых рейдов, марикультурных хозяйств. В мире уже около 400 маяков и навигационных биев получают питание от волновых установок. В Индии от волновой энергии работает плавучий маяк порта г. Мадраса. В Норвегии с 1985 г. действует первая в мире промышленная волновая станция мощностью 850 кВт. Исследования и разработки систем пре-

образования поверхностных волн океана ведутся в настоящее время в Великобритании, Франции, Японии.

В преобразователях волновой энергии обычно выделяют два контура: первый воспринимает воздействие волн и превращает их энергию в потенциальную или кинетическую энергию рабочего тела (чаще всего, жидкого или газообразного); во втором контуре происходит преобразование энергии рабочего тела в электроэнергию (обычно, посредством турбин) [5].

Волновые энергетические станции (ВлЭС) отличаются от традиционных, главным образом, конструкцией первого контура. С этой точки зрения можно выделить две группы ВлЭС:

- установки, в которых волны воздействуют непосредственно на рабочее тело ВлЭС;
- установки, где воздействие волн передается через промежуточное звено, которое, используя свойство рычага, сжимает рабочее тело ВлЭС.

Первый контур перспективных ВлЭС первого типа («осциллирующий водный столб» (ОВС), «Каймей», «выпрямитель» Рассела) прост по конструкции и недорог, однако имеет невысокий КПД. Переменное и низкое давление рабочего тела на выходе (избыточное давление не может быть выше высоты столба воды в гребне) и, как следствие, невозможность объединения нескольких устройств первого контура для перехода на один преобразователь второго контура ведут к большим энергетическим потерям в нем и низкому качеству генерируемой электроэнергии.

Волновые энергетические станции второго типа («ныряющая утка» Солтера, «контурный плот» Коккерела и др.) — это громоздкие и сложные сооружения, имеющие высокий КПД преобразования энергии волн и высокое давление рабочего тела на выходе, что позволяет объединять несколько устройств первого контура для перехода на один вторичный преобразователь. В результате снижаются энергетические потери во втором контуре и его удельная стоимость.

Станции с конструктивным решением типа ОВС (рис. 7.6, *а*) в настоящее время являются единственно применяемыми. Цена вырабатываемой электроэнергии на такой установке остается высокой из-за низкого значения КПД (0,17—0,23). Низкое значение КПД обусловлено тем, что турбина работает на низкопотенциальном и переменном по величине и направлению потоке воздуха.

Конструкция типа «ныряющая утка» (рис. 7.6, *б*) соответствует почти всем требованиям к ВлЭС и обладает очень высоким КПД (до 0,9), но имеет проблемы на пути практического применения. Наличие узлов трения в соединениях «клювов» с валом установки и поршневых системах сжатия жидкого рабочего тела гидрогенератора, а

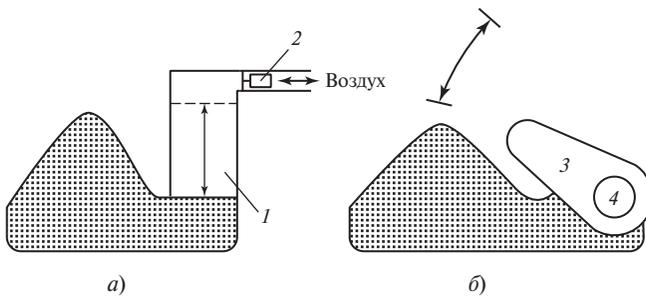


Рис. 7.6. Схемы волновых энергетических станций:

а — «осциллирующий водный столб»; *б* — «ныряющая утка»; 1 — волноприемная камера; 2 — турбогенератор; 3 — «клюв»; 4 — вал

также длинного вала, объединяющего множество «клювов» и работающего на излом, снижает надежность и долговечность установки.

Создание волновых электростанций определяется оптимальным выбором акватории океана с устойчивым запасом волновой энергии, эффективной конструкцией станции, в которую встроены устройства сглаживания неравномерного режима волнения. Опыт эксплуатации существующих установок показал, что вырабатываемая ими электроэнергия пока в 2—3 раза дороже традиционной, но в будущем ожидается значительное снижение ее стоимости.

Практическое использование энергии поверхностных волн возможно во многих районах Мирового океана. Для нашей страны наибольший интерес представляют районы северо-западной части Тихого океана, где значительные погодные возмущения обуславливают постоянное поверхностное волнение.

Контрольные вопросы

1. Опишите принцип работы тропической ОТЭС.
2. Опишите принцип работы арктической ОТЭС.
3. Каким образом осуществляется работа ПЭС?
4. Как определяется мощность прилива?

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

8.1. Геотермальная энергетика

Согласно прогнозам, добыча и использование обычного органического топлива в ближайшей перспективе будет расти, результатом чего станет дальнейшее ухудшение состояния экосистемы и глобальное изменение климата из-за увеличения концентрации парниковых газов в атмосфере Земли. Среднее повышение температуры на 2 °С угрожает катастрофическими последствиями (наводнениями, цунами, ураганами, нехваткой продовольствия и т.п.). Для сохранения температуры в допустимых пределах необходимо существенно уменьшить выбросы парниковых газов в атмосферу. Основным газом, вызывающим парниковый эффект, является диоксид углерода.

При сжигании природного газа, наиболее экологически безвредного топлива, на 1 кВт·ч вырабатываемой энергии выделяется 0,19 кг диоксида углерода. При сжигании нефти и угля выбросы диоксида углерода значительно больше (для мазута — 0,246 кг, для угля — 0,38 кг). Картина вредных выбросов от всех объектов топливно-энергетического комплекса выглядит следующим образом: диоксид углерода — 89 %; метан — 9 %; оксиды серы — 0,8 %; оксиды азота — 0,5 %; зола — 0,7 %.

Диоксид углерода регулирует температуру земной поверхности. Солнечная энергия видимой части спектра легко проходит через него, достигая поверхности Земли. Большая часть энергии превращается в тепло, но испускаемое нагретой Землей инфракрасное излучение задерживается в атмосфере, поглощается диоксидом углерода и создает эффект парника.

Освоение геотермальных месторождений связано с воздействием на окружающую среду. Потенциальное воздействие на окружающую среду включает выделение газов и частиц, изменение и оседание почвы, сейсмическую активность, загрязнение поверхностных и грунтовых вод, шумовые, биологические и социальные воздействия.

За редким исключением термальные воды характеризуются высокой минерализацией и после использования не могут быть сброшены в поверхностные водоемы. Если не обеспечить достаточно хорошее

перемешивание, то даже сброс в море может привести к отрицательным локальным эффектам, когда отработанные воды существенно отличаются по своему составу от морской воды.

Побочными продуктами геотермальных скважин являются растворенные газы (углекислый газ, метан, сероводород, инертные газы, водород, аммиак и др.), токсичные микрокомпоненты (соединения бора, мышьяка, ртути и др.), органические соединения (фенолы, летучие компоненты), которые также при свободном выбросе загрязняют прилегающие к месторождению земли, водные источники и воздух.

Необходимо учесть и тепловое загрязнение окружающей среды. Причем, чем ниже КПД теплоэнергетической установки, тем больше тепла отводится в окружающую среду. Сброс в поверхностные водоемы большого объема отработанных термальных вод с достаточной высокой температурой (иногда до 60 °С и более), что имеет место на некоторых месторождениях, приведет к локальному тепловому загрязнению и отрицательным последствиям в окружающей среде. Например, повышение температуры воды в реках всего на 1 °С может привести к увеличению потребления кислорода биоорганизмами на 10—20 %. А это может вызвать дефицит кислорода в воде со всеми вытекающими отсюда нежелательными последствиями. Вследствие повышения температуры воды в водоеме или водотоке изменяется видовой состав флоры и фауны, увеличивается количество биомассы, разлагаются растительные остатки, уменьшается содержание в воде кислорода, ухудшается ее качество и деградирует экосистема.

Степень воздействия геотермальных объектов на окружающую среду в большинстве случаев пропорциональна размерам таких объектов. Факторы экологического воздействия, возникающие при бурении скважин, являются главным источником возможных экологических проблем в период реализации проекта. В процессе эксплуатации большинство потенциальных экологических проблем может быть предотвращено, если применяются замкнутые системы с теплообменниками, бинарными циклами и технологией обратной закачки отработанного теплоносителя (ГЦС).

Первое заметное воздействие на окружающую среду проявляется при бурении скважин. Установка буровой вышки и всего вспомогательного оборудования требует строительства подъездных дорог и сооружения буровой площадки. Эти работы приводят к изменению морфологии поверхности на участке и могут наносить ущерб местной флоре и фауне. С использованием современных методов наклонного и горизонтального бурения эти воздействия могут быть сведены до минимума. Возможность бурения нескольких скважин с одной площадки сокращает необходимый землеотвод для сооружения подъездных дорог и трубопроводов.

Неверная оценка гидрогеологических условий и несовершенные методы бурения могут приводить к загрязнению подземных водоносных горизонтов с питьевой водой. В результате выбросов могут загрязняться и поверхностные водоемы. В процессе бурения или гидродинамического исследования скважин возможны также нежелательные выбросы газов в атмосферу. Воздействие на окружающую среду, вызванное бурением, по большей части прекращается с окончанием строительства геотермальных скважин. Монтаж трубопроводов для транспортировки геотермальных флюидов и сооружение утилизационных установок также отразится на флоре и фауне, приведет к нарушению морфологии поверхности. Неизбежны визуальные изменения ландшафта.

Экологические проблемы возникают также и в ходе эксплуатации геотермальных энергоустановок. Растворенные в геотермальном флюиде различные газы и вещества минерального и органического происхождения при попадании в окружающую среду становятся источником загрязнения. Содержание неконденсирующихся газов на геотермальных месторождениях обычно не превышает 0,1—1,0 % весовых от общего расхода геотермального теплоносителя [6].

Производство электроэнергии на геотермальных электростанциях может быть связано с загрязнением атмосферного воздуха. Однако при одинаковом уровне выработки электроэнергии объемы выбросов углекислого газа от геотермальных электростанций могут варьироваться от нуля до незначительной процентной доли объемов выбросов электростанций, работающих на органическом топливе, в зависимости от применяемой технологии (табл. 8.1) [8].

В последние годы разработаны экологически чистые технологии выработки электричества и тепла. Современные ГеоЭС исключают прямой контакт геотермального флюида с окружающей средой и выбросы вредных газов в атмосферу. Примером экологически чистой электростанции является Верхне-Мутновская ГеоЭС, тепловая схема которой позволяет использовать геотермальный теплоноситель с исключением его прямого контакта с окружающей средой. В технологической схеме используются воздушные конденсаторы и система полной закачки отработанного теплоносителя обратно в пласт. Неконденсирующиеся газы, содержащиеся в геотермальном паре,

Таблица 8.1

**Выбросы диоксида углерода CO₂, кг/МВт · ч,
при сжигании различных видов топлива**

| Уголь | Мазут | Природный газ | Максимальный выброс на ГеоЭС | Новые геотермальные установки |
|-------|-------|---------------|------------------------------|-------------------------------|
| 900 | 750 | 380 | 0,02 | 0 |

удаляются с помощью эжектора, затем растворяются в воде и далее вместе с водой также закачиваются в землю.

В ГеоЭС с бинарным замкнутым циклом, в котором в качестве рабочего тела используется какая-либо низкокипящая жидкость, не допускают отделения паровой фракции из геотермального флюида. Диоксид углерода и другие газы пребывают в растворенном состоянии и возвращаются в резервуар при обратном нагнетании.

К сожалению, на большинстве геотермальных месторождений до сих пор используются устаревшие технологии утилизации теплового потенциала термальной воды, когда отработанный флюид сбрасывается на земную поверхность или в водные объекты вблизи месторождения. Например, в Дагестане с 1966 по 2005 г. по оценочным данным с отработанной водой в окружающую среду сброшено более 200 тыс. т минеральных солей, огромное количество токсичных элементов, различных газов и летучих отравляющих компонентов. Главной экологической проблемой геотермальной энергетики Северокавказского региона является высокое содержание фенолов, содержание которых в водах отдельных скважин и месторождений на несколько порядков превышает предельно допустимые концентрации (ПДК = 0,001 мг/л). Содержание фенолов в зависимости от месторождения колеблется от 0,2 (Новогрозненское) до 22,5 мг/л (Махачкала—Тернаирское). В ИПГ ДНЦ РАН для Махачкала—Тернаирского месторождения разработан метод адсорбционной очистки термальных вод от фенолов. Метод был сначала апробирован на пилотной установке, а затем на опытно-промышленной производительностью 500 м³/сут [4, 5]. Однако на практике промышленные установки по обесфеноливанию не были реализованы и отработанные воды с высоким содержанием фенолов продолжают отравлять окружающую среду.

Непоправимый экологический ущерб наносится при неуправляемом аварийном выбросе высокоминерализованного геотермального флюида, содержащего значительное количество токсичных компонентов. Примером служит Берикейское месторождение, где в 50-е годы прошлого столетия в результате аварии скважины образовалось проточное озеро редкометалльных гидротерм, в которое разгружаются более сотни грифонов. Воды этих грифонов имеют минерализацию 70—75 г/л и содержат фенолов до 8 мг/л, в том числе до 0,6 мг/л летучих компонентов. За 50 лет этими грифонами в акваторию Каспийского моря вынесено более 9 млн т минеральных солей и токсичных компонентов. Комплексное освоение месторождения путем утилизации теплового потенциала и извлечения минеральных солей позволит разрешить острую экологическую проблему, возникшую на месторождении в результате аварии скважины и ее провала.

Серьезный ущерб окружающей среде наносит нерациональное использование низкопотенциальных (20—35 °С) подземных артезианских вод. Только в пределах Равнинного и Предгорного Дагестана эксплуатируются более 3000 самоизливающихся скважин, суммарный дебит которых составляет 650—700 тыс. м³/сут. С пользой используется не более 10 — 15 % этих вод, остальная часть сбрасывается на прилегающие земельные участки, что приводит к подъему уровня грунтовых вод, заболачиванию и засолению значительных массивов почвогрунтов и выходу из сельскохозяйственного оборота сотен гектаров плодородных земель ежегодно. Одновременно происходит снижение дебитов и напоров скважин, нередко случаи подсоса минерализованных вод из смежных горизонтов, что приводит к ухудшению качества исходной воды. Для предотвращения негативных последствий скважины необходимо перевести на регулируемый краевой режим эксплуатации с отбором потребного количества воды.

Влияние геотермальной энергетики на окружающую среду зависит как от технологии извлечения геотермального флюида, так и технологии утилизации его теплового, водоресурсного и химического потенциалов. Технологии на основе геотермальных циркуляционных систем с использованием одноконтурных и бинарных ГеоЭС, двухконтурных систем теплоснабжения и систем на основе тепловых насосов с использованием современного оборудования являются экологически чистыми.

8.2. Солнечные энергетические установки

Солнечная энергия широко используется для горячего водоснабжения и в ряде случаев для отопления. Наиболее распространены установки для индивидуальных домов, которые представляют собой плоский солнечный коллектор площадью 1—2 м² и бак-аккумулятор емкостью в 100—200 л. Иногда применяется поле коллекторов для централизованного теплоснабжения небольших поселков. В северных странах такие установки работают на антифризе, утечки которого могут наносить некоторый ущерб окружающей среде. Стеклопанельное покрытие солнечных коллекторов, отражая солнечные лучи, может ослеплять пилотов пролетающих самолетов. Во избежание этих возможных осложнений рекомендуется, особенно для крупных установок, делать стеклянные покрытия коллекторов из ребристого стекла [7].

Производство электроэнергии за счет солнечной радиации основано на использовании ФЭП. Наряду с этим продолжают проводиться исследовательские и опытные работы, направленные на создание СЭС, использующих термодинамический цикл преобразования энергии.

Создаются также установки малой мощности с параболическими концентраторами и двигателями Стирлинга, устанавливаемыми в фокусе. Для продления работы за пределы светового дня СЭС могут работать по гибридной схеме с использованием некоторого количества природного газа, что в конечном итоге приведет к выбросу в атмосферу некоторого количества диоксида углерода. Продление работы СЭС за пределы светового дня, а также компенсация переменности поступления солнечной радиации могут быть достигнуты и путем использования аккумуляторов тепла. В таком аккумуляторе используется либо физическое тепло какого-либо рабочего тела, либо скрытая теплота фазового перехода (чаще всего плавления-затвердевания) какой-нибудь соли, например селитры. Утечки такого вещества могут быть опасны для окружающей среды. При длительной эксплуатации СЭС, работающих по термодинамическому циклу, возможны утечки и низкокипящих рабочих агентов, которые также способствуют загрязнению окружающей среды.

Для индивидуальных домов используются ФЭП мощностью 50—300 Вт. Собственно модули ФЭП не оказывают отрицательного воздействия на окружающую среду, однако при их производстве используются вещества и процессы, вредные для здоровья людей. Во время изготовления кремниевых, кадмиевых и арсенид-галлиевых фотоэлектрических элементов в воздухе производственных помещений появляются кремниевая пыль, кадмиевые и арсенидные соединения, опасные для здоровья людей. Для непрерывного электроснабжения при использовании ФЭП необходимо иметь дублирующую установку или аккумулятор, в частности наиболее дешевый свинцово-кислотный аккумулятор. Эти аккумуляторы могут являться источником экологических загрязнений. Средний срок работы аккумуляторной батареи составляет около трех лет. Частая замена аккумуляторов с утилизацией или захоронением, содержащего в них свинца, может наносить вред окружающей среде. Для устранения этого недостатка необходима разработка новых устройств по аккумулированию электроэнергии.

Кроме того, солнечные концентраторы вызывают большие по площади затенения земель, что приводит к сильным изменениям почвенных условий и растительности. Нежелательное экологическое действие в районе расположения станции вызывает нагрев воздуха при прохождении через него солнечного излучения, сконцентрированного зеркальными отражателями. Это приводит к изменению теплового баланса, влажности, направления ветров; в некоторых случаях возможны перегрев и возгорание систем, использующих концентраторы, со всеми вытекающими отсюда последствиями.

8.3. Ветроэнергетические установки

Развитие ветроэнергетики в мире набирает обороты. Эта тенденция в значительной мере определяется заботой большинства стран о своем экологическом благополучии и как следствие — ужесточением экологических требований. Расширение масштабов применения ВЭУ изменит обстановку и улучшит экологическую ситуацию, обеспечить экономию топливных ресурсов.

К концу 2005 г. суммарная установленная мощность ВЭУ в мире составляла около 60 ГВт, всеми этими установками в том же году выработано около 150 млрд кВт·ч электроэнергии. Использование ВЭУ позволило в 2005 г. уменьшить выбросы диоксида углерода на 0,24 %, что в абсолютном выражении составляет 42,5 млн т.

Рассмотрим факторы и последствия воздействия ВЭУ на природную среду.

Вред наносимый животным и птицам. С самого начала развития ветроэнергетики возникали вопросы о возможном вреде, наносимом ВЭУ животным и птицам. Агрегаты в то время были небольших размеров, мощностью до 100 кВт. Такие ВЭУ имеют высокую частоту вращения лопастей (300—450 об/мин), что является препятствием для прямого пролета птиц. Первое время при размещении мелких ВЭУ вблизи гнездований птицы гибли довольно часто. В дальнейшем размеры ВЭУ росли, частота вращения лопастей падала, и число погибших птиц резко уменьшилось. В настоящее время частота вращения ВЭУ мощностью 1÷2 МВт составляет от 10 до 30 об/мин, а ВЭУ мощностью 3÷4,5 МВт — 8÷14 об/мин. Это значит, что для птиц лопасти стали достаточно медленно движущимся объектом.

Ветроэнергетические установки значительно менее опасны для птиц, чем высоковольтные линии электропередач. Ветропарк мощностью 7,5 МВт по опасности сопоставим с одним километром магистрального шоссе. Птицы быстро адаптируются к присутствию ВЭУ и учатся избегать ротора турбины, а перелетные птицы часто меняют курс на большом расстоянии от ВЭУ. Оценка ежегодной смертности птиц от различных причин, выполненная в Нидерландах, показывает, что смертность от ветротурбин в 300 раз ниже, чем от движущегося транспорта, и в 70 раз ниже, чем от охотников [3].

Шум. В целом ВЭУ не слишком шумные машины по сравнению с другими механизмами соизмеримой мощности (табл. 8.2).

Имеются два источника шума от ВЭУ. Один из них — механическое и электрическое оборудование ВЭУ (редуктор и генератор). Эта составляющая шума называется механической. Другая составляю-

Уровень шума в сравнении с шумом от ВЭУ

| Источник шума / деятельность | Уровень шума, дБ |
|-------------------------------------------------------------------|------------------|
| Болевой порог человеческого слуха | 140 |
| Шум турбин реактивного двигателя на удалении 250 м | 105 |
| Шум от отбойного молотка в 7 м | 95 |
| Шум от грузовика при скорости 48 км/ч на удалении от него в 100 м | 65 |
| Общий шумовой фон в офисе | 60 |
| Шум от легковой автомашины при скорости 64 км/ч | 55 |
| Шум от ветрофермы в 350 м от нее | 35—45 |
| Шумовой фон в тихой спальне | 20 |
| Шумовой фон ночью в деревне | 20—40 |

щая возникает от взаимодействия ветрового потока с лопастями установки, и она называется аэродинамической.

Механический шум обычно представляет собой главную проблему, но он может быть значительно снижен за счет применения «тихих» редукторов, подъема основного оборудования на значительную высоту и применения звукоизолирующих материалов в гондоле. За последнее время большое распространение получили ВЭУ фирмы Enercom. Это безредукторные установки с переменной частотой вращения и мощностью от 600 кВт до 3,5 МВт. В таких ВЭУ резко сократился уровень шума при увеличении КПД за счет исключения одного звена передачи механической энергии.

Уровень аэродинамического шума зависит от формы лопастей, взаимодействия воздушного потока с лопастями и башней, от типа регулирования ВЭУ (поворотной-лопастная или без поворота лопастей), от условий турбулентности воздуха.

Большинство современных ВЭУ в непосредственной близости от места их сооружения генерируют при скорости ветра 10 м/с шум порядка 95—103 дБ. Это соответствует уровню шума на обычном промышленном предприятии. Однако уже на расстоянии 100 м от ВЭУ уровень шума понижается до 50 дБ, на расстоянии 300 м — менее 40 дБ. На большем удалении работа ВЭУ трудно прослушивается на фоне шума окружающей среды. Именно исходя из этого во многих странах приняты законы, ограничивающие минимальное расстояние от ВЭУ до жилых домов до 300 м.

Визуальное воздействие. Это воздействие наиболее сложно поддается количественной оценке. Реакция на вид ВЭУ очень субъективна. Многие люди воспринимают их положительно, как символ

чистой энергии, в то время как другие находят их нежелательным добавлением к пейзажу.

Большая часть ветротурбин сегодня устанавливается на трубных башнях, которые являются более эстетичными, чем решетчатые башни, распространенные в ранней стадии развития ветроэнергетики. Для улучшения эстетического вида ветротурбин и визуального обоснования новых проектов во многих крупных фирмах привлекаются профессиональные дизайнеры и ландшафтные архитекторы.

Проведенные в Европе исследования показали, что когда живущие поблизости от ветропарка люди вовлечены в ветроэнергетический бизнес (являются его акционерами или меньше платят за электроэнергию), их отношение к установкам становится в целом положительным. В целом ветроагрегаты вызывают положительные эмоции.

Влияние на прохождение радио- и телевизионных сигналов. В связи с ростом единичной мощности ВЭУ и соответственно с увеличением высоты башни ВЭУ свыше 100 м и размеров лопастей до 40—60 м обостряется вопрос грозозащиты лопастей. Лопастей крупных ВЭУ выполняются из стекловолокна, а для их защиты от ударов молнии внутри них закладываются алюминиевые проводники довольно значительного сечения, по которым ток при ударе молнии уходит в землю. Такие лопасти становятся своего рода зеркалами для прохождения радио- и телесигналов. ВЭУ, оснащенная подобными устройствами, становится препятствием для сигналов военных радаров. Большие площади земель вдоль морских побережий и в прибрежных акваториях являются площадками для крупных ветроферм. Это приводит к столкновению интересов военных, наблюдающих с помощью радаров за прибрежной акваторией и воздушным пространством, и ветроэнергетики.

Использование земли. Сами ВЭУ занимают только 1 % всей территории парка. На остальной площади ветропарка вполне можно заниматься сельским хозяйством или другой деятельностью, что и происходит в таких густонаселенных странах, как Дания, Нидерланды, Германия. Фундамент ветроустановки обычно полностью находится под землей, позволяя расширить сельскохозяйственное использование земли практически до самого основания башни установки. Нет никаких данных о том, что ветроустановки нарушают ведение пахотных работ или скотоводства. Данные о потребностях в площадях земельных участков при производстве электроэнергии различными способами приведены в табл. 8.3 [3].

**Удельная потребность в площади земельного участка
для производства 1 ГВт · ч электроэнергии**

| Технология выработки энергии | Удельный показатель площади земельного участка для производства 1 ГВт · ч за 30 лет (м ²) |
|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Геотермальный источник | 404 |
| Энергия ветра | 800—1335 |
| Солнечные элементы на полупроводниках | 3237 |
| Пассивный солнечный нагрев | 3561 |
| Уголь | 3642 |

В заключение отметим, что присущие ветроэнергетике экологические проблемы хотя и нуждаются в решении, но в целом не уменьшают ее достоинств, связанных прежде всего с сокращением потребления ископаемых видов топлива и вредных выбросов в атмосферу.

8.4. Малая гидроэнергетика

Для утилизации энергии водного потока русло реки перегораживают плотиной. Высота плотины определяет максимальную разность уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, и эта разность создает напор, который является одним из основных энергетических характеристик ГЭС. Когда уровень воды вверх по течению от плотины возрастает, прилегающие территории затапливаются, образуя водохранилище ГЭС. Если река протекает по равнине, площадь водохранилища может оказаться достаточно большой. Зачастую большие участки территории, включая плодородные земли, леса, населенные пункты, оказываются в зоне затопления. Затопление само по себе представляет собой существенное экологическое воздействие. Кроме того, экологическое воздействие сказывается и на прилегающей территории вне зоны затопления. На такой территории меняется гидродинамический режим подземных вод (условия их питания и разгрузки). Подпор уровня грунтовых вод в зоне затопления приводит к подъему их уровня, сопровождающийся подтоплением и заболачиванием значительной территории. Подтопление сельхозугодий приводит к снижению урожаев возделываемых культур, а нередко и к полной потере продуктивности земель. Для возвращения их в сельскохозяйственный оборот требуются дополнительные затраты на проведение гидромелиоративных мероприятий.

В результате периодических колебаний подпертого уровня воды в водохранилище, переувлажнения грунта береговой линии и волно-прибойных процессов прибрежные территории размываются и разрушаются, берега отступают на десятки и сотни метров. Эти явления особенно характерны для водохранилищ, созданных на равнинах, где берега, как правило, сложены рыхлыми породами. Повышение уровня грунтовых вод после заполнения ложа водохранилища иногда вызывает оползневые явления, осыпи и обвалы берегов.

Наибольшие экологические последствия связаны с нарушением естественного режима течения в реке [7]. Это нарушение приводит ко многим неприятностям. Во-первых, скорость течения в водохранилище существенно замедляется, в водоеме образуются застойные зоны, русло реки оказывается засоренным осадками. Во вторых, плотина отрицательно воздействует на водную флору и фауну, затрудняет проход рыб к нерестилищам, из-за большого количества гниющей органики, оказавшейся в зоне затопления, в воде возникает недостаток кислорода. В-третьих, управление расходом воды, которое необходимо для равномерного получения мощности от ГЭС в течение года, находится в противоречии с естественными колебаниями уровня и расхода в реке. Эти недостатки характерны для равнинных рек. Нарушения существенно меньше для рек, текущих в гористой местности. В частности, если река протекает в ущелье, водохранилище оказывается скорее глубоким, чем широким, и затопление территории значительно меньше.

Бесплотинные малые и микроГЭС, использующие кинетическую энергию потока воды в реке, также нарушают биологию реки, но их воздействие существенно меньше.

8.5. Энергия биомассы

Биомасса — это широкое понятие, и поэтому использование различных видов биомассы может иметь разные экологические последствия [7]. Так же как и ископаемые органические топлива, состав биомассы включает водород и углерод; энергетическое использование биомассы предполагает, что оба эти элемента будут полностью окислены, образуя H_2O и CO_2 . Создавая специальные плантации можно полностью исключить эмиссию диоксида углерода, образующегося при энергетическом использовании биомассы. Вновь посаженные и растущие растения будут поглощать тот диоксид углерода, который выделился при использовании предыдущего поколения растений. Энергетические плантации являются ключевым элементом устойчивого развития и использования биомассы в энергетических целях.

В развивающихся странах дрова является основным источником энергии для сельского населения. Использование дров без восстановления срубленной растительности не только приводит к результирующей эмиссии диоксида углерода, но и приводит к обезлесению, а в ряде случаев и к опустыниванию территории, что является серьезным экологическим бедствием.

Решение экологических проблем, связанных с избыточной концентрацией сельскохозяйственных, промышленных и бытовых отходов, является одной из основных задач для новой технологии энергетического использования биомассы.

Средний городской житель производит в год 300—400 кг отходов, которые в основном вывозятся на свалки. Не говоря о том, что под свалки отчуждаются заметные территории вокруг городов, нарушающие ландшафт, биохимические процессы, происходящие в веществе свалок, приводят к образованию метана, который является более опасным парниковым газом, чем диоксид углерода. Добыча метана из свалок и его энергетическое использование уменьшает суммарное антропогенное производство парниковых газов.

Большое количество отходов образуется на животноводческих фермах и птицефермах. Обычное удаление этих отходов загрязняет прилегающие землю и водоемы. Большинство методов защиты окружающей среды от этих отходов связано с их анаэробной переработкой в биогазовых установках. Отходы, содержащие органику, которые подходят для анаэробной ферментации, производят также на предприятиях пищевой промышленности, сахарных заводах, предприятиях по переработке овощей, спиртоводочных и пивоваренных заводах, целлюлозно-бумажных комбинатах, фармацевтических предприятиях и заводах по обработке канализационных стоков.

Эти предприятия загрязняют почву и отравляют грунтовые воды, создавая значительную биологическую и химическую потребность в кислороде; в этом смысле они действуют так же, как вредные, в частности патогенные микробы. Анаэробная переработка отходов позволяет не только получить биогаз и удобрения, но и уменьшить химическую потребность в кислороде, необходимом для окисления органической массы отходов [7].

8.6. Энергия океана

К отрицательным последствиям работы ОТЭС можно отнести возможные утечки в океан низкокипящих рабочих тел (аммиака, фреона и др.), а также веществ, применяемых при промывках теплообменников. Возможно значительное выделение углекислого газа из холодных глубинных вод из-за снижения в них парциального давле-

ния CO_2 и повышения температуры при подъеме на поверхность. Выделение CO_2 из воды при работе ОТЭС предположительно на 30 % больше, чем при работе обычных ТЭС той же мощности, использующих органическое топливо [2].

Гидродинамические и тепловые возмущения в океане в районе установки преобразователей энергии оказывают влияние на окружающую среду. Оно выражается в изменении циркуляции вод и в нарушении биологического баланса. Охлаждение вод океана вызывает увеличение содержания питательных веществ в поверхностном слое и значительный рост фитопланктона. Глубинные микроорганизмы при подъеме к поверхности будут загрязнять океан и придется применять специальные меры для его очистки.

Строительство ПЭС оказывает влияние на состояние прибрежных земель и береговой полосы. Изменяются условия подтопления, засоления, размыва берегов и т.д.

При установке волновых преобразователей вблизи побережья возникают проблемы эстетического характера, так как они видны с берега. Кроме того, непрерывная линия волновых преобразователей в отличие от отдельно расположенных установок может стать препятствием для навигации и оказаться опасной для судов во время сильных штормов.

Контрольные вопросы

Перечислите возможные факторы отрицательного воздействия объектов возобновляемой энергетики на окружающую среду:

- геотермальных установок;
- солнечных установок;
- ветроэнергетических установок;
- малой гидроэнергетики;
- биоэнергетических установок;
- океанических энергоустановок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возобновляемые источники энергии представляют важный, а в ряде случаев экономически выгодный и экологически чистый, но в настоящее время плохо используемый резерв энергетики. Приведенные в таблице данные свидетельствуют об изменениях в мировой структуре энергоресурсов, произошедших за последние тридцать лет. На фоне общего роста энергопотребления доля нефти монотонно снижалась. Место нефти постепенно занимают не только природный газ и уголь, но и возобновляемые ресурсы [2, 3].

Экономический потенциал ВИЭ России на современном этапе составляет около 25 % внутреннего потребления энергоресурсов. Располагая значительными ресурсами, Россия значительно отстает от развитых стран в использовании ВИЭ. В стране не установлены краткосрочные и долгосрочные цели по освоению ВИЭ, отсутствует законодательная база, определяющая приоритеты и условия развития ВИЭ. Малое внимание развитию ВИЭ в России обусловлено рядом факторов: большими запасами органического топлива; низкими, чем в других странах, ценами и тарифами на электрическую и тепловую энергию, что снижает конкурентоспособность ВИЭ; отсутствием какого-либо стимулирования развития ВИЭ на государственном уровне.

Очевидные преимущества ВИЭ, такие как неисчерпаемость, отсутствие затрат на топливо и экологическая безопасность, пока не всегда конкурентоспособны по сравнению с технически проработанными и более дешевыми методами получения энергии на базе органических топлив. В то же время во многих регионах России, где энергообеспечение осуществляется за счет дорогого дальнепривоз-

Таблица

| Показатель | Доля энергоносителя, % | | | | |
|--------------------------|------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 1974 г. | 1984 г. | 1990 г. | 1999 г. | 2006 г. |
| Нефть | 45 | 42 | 40 | 36 | 35,2 |
| Уголь | 28 | 27 | 27 | 23 | 24,1 |
| Природный газ | 18 | 19 | 20 | 22 | 21 |
| Ядерная энергия | 6 | 7 | 7 | 7 | 6,3 |
| Возобновляемые источники | 3 | 5 | 6 | 12 | 13,4 |

ного топлива, использование ВИЭ оказывается экономически конкурентоспособным. В настоящее время доля ВИЭ в производстве электроэнергии составляет 0,6 % общей выработки, а отпуск тепловой энергии 4,35 % общего отпуска тепла.

Для значительного увеличения доли ВИЭ в энергетическом балансе России необходимо продолжать исследования, совершенствуя и удешевляя оборудование, добываясь конкурентоспособности ВИЭ с традиционной энергетикой, освоить типы оборудования, пользующиеся спросом и организовать их сервисное обслуживание, сертифицировать оборудование по международным стандартам, освоить мировые рынки сбыта оборудования. Кроме того, что очень важно, необходимо добиваться поощрительного законодательства для ВИЭ и сформулировать государственные ориентиры, определяющие масштабы и сроки внедрения ВИЭ в различных регионах страны, исходя из экономических и экологических критериев.

В дальнейшем, по мере истощения традиционных энергоносителей, ужесточения экологических требований и разработке высокоэффективных технологий освоения ВИЭ, экономический потенциал возобновляемых энергетических ресурсов будет возрастать, и доля их в мировом энергетическом балансе к концу XXI в. достигнет 50 % [1].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Введение

1. **Ресурсы** и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / под ред. П.П. Безруких. СПб.: Наука, 2002.
2. **Шпильрайн Э.Э.** Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России / Э.Э. Шпильрайн // Энергетика России: проблемы и перспективы: Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.
3. **Энергетическая** стратегия России до 2020 года. М., 2003. 118 с.

Глава 1

1. **Алхасов А.Б.** Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии / А.Б. Алхасов. М.: Физматлит, 2008.
2. **Алхасов А.Б.** Использование геотермальной энергии для подогрева подпиточной воды / А.Б. Алхасов, М.И. Исрапилов // Водоснабжение и санитарная техника. 1996. № 4.
3. **Алхасов А.Б.** Использование геотермальной энергии в горячем водоснабжении / А.Б. Алхасов, М.М. Рамазанов, Г.М. Абасов // Водоснабжение и санитарная техника. 1998. № 3.
4. **Алхасов А.Б.** Преобразование геотермальной энергии в электрическую с использованием во вторичном контуре сверхкритического цикла / А.Б. Алхасов, И.М. Абдулагатов // Теплоэнергетика. 1998. № 4.
5. **Пат. RU 2035588 С1 РФ.** Паротурбинная установка для геотермальной электростанции / А.Б. Алхасов, Г.М. Гайдаров, Х.Г. Магомедбеков // Открытия. Изобретения. 1995. № 14.
6. **Пат. RU 2110019 С1 РФ.** Паротурбинная установка для геотермальной электростанции / А.Б. Алхасов // Открытия. Изобретения. 1998. № 12.
7. **Алхасов А.Б.,** Перспективы строительства ГеоТЭС на базе среднетемпературных геотермальных вод / А.Б. Алхасов, Х.Г. Магомедбеков // Геотермия. Геотермальная энергетика : сб. науч. тр. ИПГ ДНЦ РАН. Махачкала, 1994.
8. **Алхасов А.Б.** Перспективы увеличения мощности двухконтурной ГеоЭС / А.Б. Алхасов // Теплоэнергетика. 2001. № 2.
9. **Алхасов А.Б.** Перспективы освоения геотермальных ресурсов Северного Кавказа // А.Б. Алхасов // Перспективы энергетики. 2003. Т. 7.
10. **Алхасов А.Б.** Технологии освоения геотермальных ресурсов осадочных бассейнов // А.Б. Алхасов // Тр. Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Т 1. Махачкала, 2005.
11. **Алхасов А.Б.** Перспективы освоения геотермальных ресурсов Северного Кавказа // А.Б. Алхасов // Перспективы энергетики. 2003. Т. 7.
12. **Алхасов А.Б.** Технологии освоения геотермальных ресурсов осадочных бассейнов // А.Б. Алхасов // Тр. Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Т 1. Махачкала, 2005.

13. **Алхасов А.Б.** Извлечение тепла грунта скважинным теплообменником в сезонном режиме работы / А.Б. Алхасов, М.Г. Алишаев // Известия РАН. Энергетика. 2007. № 2.
14. **Alkhasov A.B.** Prospects of two-contour geothermal power plant construction / A.B. Alkhasov, R.M. Aliyev, Kh.G. Magomedbekov // Renewable Energy. 1997. Vol. 10. № 2/3.
15. **Alkhasov A.B.** Study of complex heat exchange with account for phase transitions in secondary contour of the geothermal power plant / A.B. Alkhasov, R.M. Aliyev, M.M. Ramazanov, G.M. Abasov // Renewable Energy. 19 (2000).
16. **Алишаев М.Г.** Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений / М.Г. Алишаев, М.Д. Розенберг, Е.В. Теслюк. М.: Недра, 1985.
17. **Андерсон Д.Г.** Цикл паротурбинной установки для геотермальной электростанции. Геотермальная энергия / Д.Г. Андерсон ; под ред. А.Е. Святловского. М.: Мир, 1975.
18. **Баринова Л.С.** Проблемы и перспективы снижения затрат на теплоснабжение / Л.С. Баринова, Д.Г. Закиров // ЖКХ. 2004. № 3.
19. **Безруких П.П.** Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии / П.П. Безруких, Д.С. Стребков. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005.
20. **Берман Э.** Геотермальная энергия / Э. Берман . М.: Мир, 1978.
21. **Богуславский Э.И.** Тепловые ресурсы недр России / Э.И. Богуславский // Теплоэнергетика. 2004. № 6.
22. **Васильев В.А.** Результаты комплекса НИОКР по созданию двухконтурной Ставропольской ГеоТЭС / В.А. Васильев, В.В. Ильенко // Теплоэнергетика. 1994. № 2.
23. **Васильев В.А.** Расчет параметров унифицированной геотермальной энергоустановки на водоаммиачной смеси / В.А. Васильев, А.В. Крайнов, И.Г. Геворков // Теплоэнергетика. 1996. № 5.
24. **Васильев В.А.** Разработка опытной модульной геотермальной электростанции для европейской части России / В.А. Васильев, В.В. Ильенко // Теплоэнергетика. 1993. № 4.
25. **Верхнее-Мутновская** геотермальная электрическая станция / О.В. Бритвин, О.А. Поваров, Е.Ф. Клочков и др. // Теплоэнергетика. 1999. № 2.
26. **Воды нефтяных и газовых месторождений СССР:** Справочник / под ред. Л.М. Зорькина. М.: Недра, 1989.
27. **Гаттенбергер Ю.П.** Гидрогеология и динамика подземных вод с основами гидравлики / Ю.П. Гаттенбергер. М.: Недра, 1980.
28. **Геотермальное** теплохладоснабжение жилых и общественных зданий и сооружений. Нормы проект / ВСН 56-87, ЦНИИЭП инженерного оборудования.
29. **Дворов И.М.** Освоение внутриземного тепла / И.М. Дворов, В.И. Дворов. М.: Наука, 1984.
30. **Двухконтурная** ГеоТЭС на парогидротермах / Д.А. Лабунцов, Ф.Г. Саломзода, И.М. Пчелкин, С.Б. Василевский // Теплоэнергетика. 1992. № 4.
31. **Драйвер Дж.** Геохимия природных вод / Дж. Драйвер. М.: Мир, 1985.
32. **Иванова М.Ф.** Общая геология с основами исторической геологии / М.Ф. Иванова . М.: Высшая школа, 1976.
33. **Извлечение** тепловой энергии термальных вод / Г.М. Гайдаров, А.Б. Алхасов, Ш.А. Гаджиев, З.Д. Абуев // Разведка и охрана недр. 1990. № 8.

34. **Инструкция** по применению классификации эксплуатационных запасов подземных вод к месторождениям термальных вод. М., 1979.
35. **Использование** тепла Земли для локального теплоснабжения / О.А. Поваров, О.В. Бритвин, А.И. Никольский и др. // Тяжелое машиностроение. 2002. № 8.
36. **Калинин А.Г.** Бурение наклонных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов ; под ред. А.Г. Калинин. М.: Недра, 1990.
37. **Киссин И.Г.** Вода под землей / И.Г. Киссин. М.: Наука, 1980.
38. **Киссин И.Г.** Восточно-Предкавказский артезианский бассейн / И.Г. Киссин. М.: Наука, 1964.
39. **Классификация** эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод. М., 1997.
40. **Крайнов С.Р.** Геохимия подземных вод хозяйственно-питьевого назначения / С.Р. Крайнов, В.М. Швец. М.: Недра, 1987.
41. **Красиков В.И.** Комплексные геотермальные системы теплоснабжения / В.И. Красиков, Е.С. Виглин // Водоснабжение и санитарная техника. 1986. № 12.
42. **Кононов В.И.** Геотермальные ресурсы России и их использование / В.И. Кононов // Литология и полезные ископаемые. 2002. № 2.
43. **Курбанов М.К.** Северодагестанский артезианский бассейн / М.К. Курбанов. Махачкала: Дагиздат, 1961.
44. **Курбанов М.К.** Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья / М.К. Курбанов. М.: Наука, 2001.
45. **Локшин Б.А.** Использование геотермальных вод для теплоснабжения / Б.А. Локшин. М.: Стройиздат, 1974.
46. **Лялько В.И.** Исследование процессов переноса тепла и вещества в земной коре / В.И. Лялько, М.М. Митник. Киев: Наукова думка, 1978.
47. **Магомедов К.М.** Теоретические основы расчета геотермальных циркуляционных систем / К.М. Магомедов // Геотермия. М.: Наука, 1991.
48. **Мамаев Н.И.** Повышение эффективности теплообменных аппаратов путем интенсификации процесса теплообмена / Н.И. Мамаев, Д.А. Алхасова // Материалы Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Махачкала. 2005. Т. 1.
49. **Методы** изучения и оценка ресурсов глубоких подземных вод / под ред. С.С. Бондаренко, Г.С. Вартаняна. М.: Недра, 1986.
50. **Мутновский** геотермальный энергетический комплекс на Камчатке / О.В. Бритвин, О.А. Поваров, Е.Ф. Клочков и др. // Теплоэнергетика. 2001. № 2.
51. **Огуречников Л.А.** Опыт создания и эксплуатации Паратунской геотермальной электростанции / Л.А. Огуречников, Ю.М. Петин // Труды Международного геотермального семинара МГС-2003. Сочи, 2003.
52. **Ола Дж.** Метанол и энергетика будущего. Когда закончатся нефть и газ / Дж. Ола, А. Гепперт, С. Пракаш. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2009.
53. **Перельман А.И.** Геохимия природных вод / А.И. Перельман. М.: Наука, 1982.
54. **Проблемы** геотермальной энергетики Дагестана / под ред. Х.И. Амирханова и С.Н. Ятрова. М.: Недра, 1980.
55. **Поваров О.А.** Всемирный геотермальный конгресс / О.А. Поваров, Г.В. Томаров // Теплоэнергетика. 2001. № 2.

56. **Поваров О.А.** Всемирный геотермальный конгресс WGC-2005 / О.А. Поваров, Г.В. Томаров // Теплоэнергетика. 2006. № 3.
57. **Поваров О.А.** Развитие геотермальной энергетики в России и за рубежом / О.А. Поваров, Г.В. Томаров // Теплоэнергетика. 2006. № 3.
58. **Поваров О.А.** Турбины и сепараторы для геотермальных электростанций / О.А. Поваров, Ю.Л. Лукашенко // Теплоэнергетика. 1997. № 1.
59. **Разработка** нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами / В.С. Евченко, Н.П. Захарченко, Я.М. Каган и др. М.: Недра, 1986.
60. **Ресурсы** и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / под ред. П.П. Безруких. СПб.: Наука, 2002.
61. **Семенов В.Н.** Проблемы надежности и экономичности энергетического оборудования, работающего на геотермальном паре / В.Н. Семенов, К.О. Поваров // Тр. 1 Межд. Геотермального семинара. Сочи, 2003.
62. **Слесаренко В.В.** Особенности применения гидромагнитных аппаратов в системах водоподготовки / В.В. Слесаренко, В.В. Васильев // Энергосбережение и водоподготовка. 2005. № 5.
63. **Справочное** руководство гидрогеолога. Т. 1. / под ред. В.М. Максимова. Л.: Недра, 1979.
64. **Справочник** по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. — 5-е изд. М.: Энергия, 1974.
65. **Тетельбаум С.Д.** К выбору тепловой схемы ГеоТЭС / С.Д. Тетельбаум // Теплоэнергетика. 1988. № 7.
66. **Топливо** и энергетика России (справочник специалиста топливно-энергетического комплекса) / под ред. А.А. Мастепанова. М.: ИПРОэнерго, 2000.
67. **Угрехелидзе Г.П.** Периодическая обработка поверхностей теплообмена ОЭДФК для предотвращения карбонатных отложений / Г.П. Угрехелидзе, В.А. Николаев // Теплоэнергетика. 1993. № 4.
68. **Фортов В.Е.** Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира / В.Е. Фортов, Э.Э. Шпильрайн // Труды Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Т. 1. Махачкала, 2005.
69. **Фролов Н.М.** Гидрогеотермия / Н.М. Фролов. М.: Недра, 1976.
70. **Чекалюк Э.Б.** Термодинамика нефтяного пласта / Э.Б. Чекалюк. М.: Недра, 1966.
71. **Череменский Г.А.** Геотермия / Г.А. Череменский. М.: Недра, 1972.
72. **Швырев Г.А.,** Оптимизация параметров геотермальных электростанций / Г.А. Швырев, В.М. Лавыгин // Теплоэнергетика. 1987. № 1.
73. **Шмидт О.Ю.** Происхождение Земли и планет / О.Ю. Шмидт. М.: Изд-во АН СССР, 1962.
74. **Шпильрайн Э.Э.** О некоторых установках США, использующих нетрадиционные возобновляемые источники энергии / Э.Э. Шпильрайн // Теплоэнергетика. 1989. № 5.
75. **Шпильрайн Э.Э.** Проблемы и перспективы возобновляемой энергии в России / Э.Э. Шпильрайн // Перспективы энергетики. 2003. Т. 7.
76. **Шпильрайн Э.Э.** Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России / Э.Э. Шпильрайн // Энергетика России: проблемы и перспективы. Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.

77. **Seibt P.** Геотермальная станция: от изысканий к успешной эксплуатации / P. Seibt, P. Hoth // Теплоэнергетика. 2004. № 6.
78. **Stephure T.** Geothermal Development Expands Globally //http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/05/.

Глава 2

1. **Алхасов А.Б.** Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии / А.Б. Алхасов. М.: Физматлит, 2008.
2. **Алхасов А.Б.** Теплонасосные системы геотермального теплоснабжения / А.Б. Алхасов, М.И. Исрапилов // Вестник ДНЦ РАН. 2000. № 6.
3. **Барнинова Л.С.** Проблемы и перспективы снижения затрат на теплоснабжение / Л.С. Барнинова, Д.Г. Закиров // ЖКХ. 2004. № 3.
4. **Быков А.В.** Холодильные машины и тепловые насосы / А.В. Быков, И.М. Калинин, А.С. Крузе. М.: Агропромиздат, 1988.
5. **Васильев Г.П.** Геотермальные теплонасосные системы теплоснабжения / Г.П. Васильев // Теплоэнергетика. 2004. № 6.
6. **Закиров Д.Г.** Утилизация вторичных энергетических ресурсов и использование возобновляемых источников энергии с применением тепловых насосов — основной путь снижения энергоемкости производства / Д.Г. Закиров // Промышленная энергетика. 2002. № 5.
7. **Зубков В.А.** Использование тепловых насосов в системах теплоснабжения / В.А. Зубков // Теплоэнергетика. 1996. № 2.
8. **Петин Ю.М.** Новое поколение тепловых насосов для целей теплоснабжения и эффективность их использования в России / Ю.М. Петин // Перспективы энергетики, 2004. Т. 8.
9. **Петин Ю.М.** Тепловые насосы / Ю.М. Петин, В.Е. Накоряков // Российский химический журнал. 1997. № 6.
10. **Рей Д.** Тепловые насосы / Д. Рей, Д. Макмайкл. М.: Энергоиздат, 1982.
11. **Соколов Е.Я.** Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения / Е.Я. Соколов, В.М. Бродянский. М.: Энергия, 1967.
12. **Хайних Г.** Теплонасосные установки для отопления и горячего водоснабжения / Г. Хайних, Х. Найорк, В. Нестлер. М.: Стройиздат, 1985.

Глава 3

1. **Автономные** водородные энергоустановки с возобновляемыми источниками энергии / О.С. Попель, С.Е. Фрид, Э.Э. Шпильрайн и др. // Теплоэнергетика. 2006. № 3.
2. **Аслаян Г.С.** Проблематичность становления водородной энергетики / Г.С. Аслаян, Б.Ф. Реутов // Теплоэнергетика. 2006. № 4.
3. **Безруких П.П.** Экономика возобновляемой энергетики / П.П. Безруких // Энергия: экономика, техника, экология. 2009. № 10.
4. **Богословский В.Н.** Отопление: учеб. для вузов / В.Н. Богословский, А.Н. Сканави. — М.: Стройиздат, 1991.
5. **Бокрис Дж. О'М.** Солнечно-водородная энергия. Сила, способная спасти мир / Дж. О'М. Бокрис, Т.Н. Везироглу, Д.Л. Смит. М.: Издательство МЭИ, 2002.
6. **Быстрицкий Г.Ф.** Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий. М.: ИНФРА-М, 2006.

7. **Васильев Ю.С.** Экология использования возобновляющихся энергоисточников / Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1991.
8. **Водородно-кислородный** электрохимический генератор для электромобиля / Ю.Л. Голин, Д.Г. Кондратьев, В.И. Матренин и др. // Энергия: экономика, техника, экология. 2007. № 4.
9. **ВСН 52-86.** Установки солнечного горячего водоснабжения. Нормы проектирования. М.: Госгражданстрой, 1988.
10. **Григорович Д.Н.** Транспортные установки с топливными элементами / Д.Н. Григорович // Энергия: экономика, техника, экология. 2008. № 2.
11. **Глухих И.Н.** Повышение эффективности и безопасности водород-кислородных накопителей электроэнергии / И.Н. Глухих, В.Ф. Челяев, А.Н. Щербаков // Энергия: экономика, техника, экология. 2007. № 9.
12. **Дальневосточный** водородный проект / Е.А. Иванов, В.А. Князев, В.П. Кузнецов и др. // Энергия: экономика, техника, экология. 2005. № 3.
13. **Домашенко А.М.** Жидкий водород в проблеме «водородная энергетика» / А.М. Домашенко, Ю.В. Горбатский // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 7.
14. **Касанджан Б.И.** Системы солнечного теплоснабжения / Б.И. Касанджан // Энергия: экономика, техника, экология. 2005. № 12.
15. **Кондратьев К.Я.** Современное состояние и перспективы развития мировой энергетике / К.Я. Кондратьев, В.Ф. Крапивин // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 2.
16. **Ларин В.** Использование солнечной радиации и ВИЭ в Европе / В. Ларин // Энергия: экономика, техника, экология. 2007. № 8.
17. **Левчук Ю.А.** Автономная энергетика у вас дома / Ю.А. Левчук // Энергия: экономика, техника, экология. 2005. № 4.
18. **Огден Д.** Большие надежды / Д. Огден // В мире науки. 2007. № 1.
19. **Ресурсы** и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / под общ. ред. П.П. Безруких, СПб., Наука, 2002.
20. **Солнечное** теплоснабжение в условиях Сибири // Возобновляемая энергия. Ежеквартальный информационный бюллетень, март 2004.
21. **Солнечная** энергетика / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин. М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
22. **Танака С.** Жилые дома с автономным солнечным теплохладоснабжением / С. Танака, Р. Суда. М.: Стройиздат, 1989.
23. **Тепловые** и атомные электрические станции: Справочник / под общ. ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1989.
24. **Фортов В.Е.** Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира / В.Е. Фортов, Э.Э. Шпильрайн // Труды Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Т. 1, Махачкала, 2005.
25. **Фортов В.Е.** Энергия и энергетика / В.Е. Фортов, Э.Э. Шпильрайн. М.: Изд-во «Букос», 2004.
26. **Шейндлин А.Е.** Некоторые проблемы энергетике / А.Е. Шейндлин // Энергия: экономика, техника, экология. 2005. № 9.

27. **Шпильрайн Э.Э.** Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России / Э.Э. Шпильрайн // Энергетика России: проблемы и перспективы: Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.
28. **Шпильрайн Э.Э.** Введение в водородную энергетику / Э.Э. Шпильрайн, С.П. Малышенко, Г.Г. Кулешов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
29. **Энергосбережение** в системах теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха: Справочное пособие / под ред. Л.Д. Богуславского и В.И. Ливчака. М.: Стройиздат, 1990.

Глава 4

1. **Бежан А.В.** Развитие ветроэнергетики в мире / А.В. Бежан, В.А. Минин // Энергия: экономика, техника, экология. 2007.
2. **Быстрицкий Г.Ф.** Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий. М.: ИНФРА-М, 2006.
3. **Гиббс У.** Энергетика будущего / У. Гиббс // В мире науки. 2007. № 1.
4. **Дмитриев Г.С.** Что несет с собой развитие ветроэнергетики / Г.С. Дмитриев // Энергия: экономика, техника, экология, № 8, 2004.
5. **Кокоев М.Н.** Неэлектрические ветроустановки: новые возможности / М.Н. Кокоев // Энергия: экономика, техника, экология. 2007. № 10.
6. **Ресурсы** и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / под общ. ред. П.П. Безруких. СПб.: Наука, 2002.
7. **Удалов С.Н.** Возобновляемые источники энергии / С.Н. Удалов. Новосибирск, 2009.
8. **Фортов В.Е.** Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира / В.Е. Фортов, Э.Э. Шпильрайн // Труды Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Т. 1. Махачкала, 2005.
9. **Шейндлин А.Е.** Некоторые проблемы энергетики / А.Е. Шейндлин // Энергия: экономика, техника, экология. 2005. № 9.
10. **Энергия:** экономика, техника, экология. 2009, № 4.

Глава 5

1. **Асарин А.Е.** Гидроэнергетический потенциал России / А.Е. Асарин, В.И. Данилов-Данильянц // Энергетика России: проблемы и перспективы: Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.
2. **Быстрицкий Г.Ф.** Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий. М.: ИНФРА-М, 2006.
3. **Васильев Ю.С.** Экология использования возобновляющихся энергоисточников / Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. — Л.: Изд-во Ленингр. ун-та. 1991.
4. **Кокоев М.Н.** ГЭС — фабрики строительных материалов // Энергия: экономика, техника, экология / М.Н. Кокоев. 2007. № 12.
5. **Ларин В.** Малая гидроэнергетика России / В. Ларин // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 6.
6. **Некрасов А.С.** Общая характеристика топливно-энергетического комплекса России / А.С. Некрасов, Ю.В. Сияк // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 5.
7. **Попель О.С.** Состояние использования возобновляемых источников энергии / О.С. Попель // Материалы 2 научной Школы «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». Махачкала, 2008.

8. **Сибикин Ю.Д.** Нетрадиционные возобновляемые источники энергии / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. М.: ИП РадиоСофт, 2008.
9. **Сулейманов И. А.-Г.** Малые ГЭС и пути освоения гидроэнергетического потенциала малых и мельчайших рек : сб. тр. Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» / И. А.-Г. Сулейманов, Б.И. Сулейманов. Махачкала, 2006.

Глава 6

1. **Братенков В.Н.** Теплоснабжение малых населенных пунктов / В.Н. Братенков, П.А. Хаванов, Л.Я. Вэскер. М.: Стройиздат, 1988.
2. **Клименко А.В.** Биомасса — важнейший источник энергии для России / А.В. Клименко, Б.Ф. Реутов // Энергетика России: проблемы и перспективы: Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.
3. **Ларин В.** Производство топливных пеллет как экологически чистый бизнес / В. Ларин, И. Ларин, А. Кокорин // Энергия: экономика, техника, экология. 2005. № 12.
4. **Панцхава Е.С.** Биоэнергетические установки по конверсии органических отходов в топливо и органические удобрения / Е.С. Панцхава, Н.Л. Кошкин // Теплоэнергетика. 1993. № 4.
5. **Панцхава Е.С.** Биотопливо и энергетика. Возможности России / Е.С. Панцхава, В.А. Пожарнов // Теплоэнергетика. 2006. № 3.
6. **Панцхава Е.С.** Биоэнергетика в агропромышленном комплексе России / Е.С. Панцхава, М.М. Шипилов // Энергия: экономика, техника, экология. 2007. № 8.
7. **Фортов В.Е.** Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира / В.Е. Фортов, Э.Э. Шпильрайн // Труды Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Т. 1. Махачкала, 2005.
8. **Чирков В.Г.** Мини-ТЭС на пиролизном топливе / В.Г. Чирков // Теплоэнергетика. 2007. № 8.
9. **Шейндлин А.Е.** Некоторые проблемы энергетики / А.Е. Шейндлин // Энергия: экономика, техника, экология. 2005. № 9.
10. **Щепки** на экспорт / пресс-клип // Энергия: экономика, техника, экология. 2007. № 11.

Глава 7

1. **Акуличев В.А.** Возобновляемые энергетические ресурсы океана / В.А. Акуличев // Энергетика России: проблемы и перспективы: Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.
2. **Быстрицкий Г.Ф.** Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий. М.: ИНФРА-М, 2006.
3. **Васильев Ю.С.** Экология использования возобновляющихся энергоисточников / Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1991.
4. **Докукин И.Я.** К проекту создания Диксонской ОТЭС / И.Я. Докукин // Теплоэнергетика. 1995. № 2.
5. **Жарков С.В.** Энергия морских волн и ВлЭС / С.В. Жарков // Энергия: экономика, техника, экология. 2008. № 4.

6. **Ильин А.К.** Использование энергетических потенциалов океана / А.К. Ильин // Теплоэнергетика. 1986. № 7.
7. **Ильин А.К.** Океанические теплоэнергетические установки на основе природной разности температур / А.К. Ильин // Теплоэнергетика. 1989. № 9.
8. **Подковальников С.В.** Перспективы и эффективность использования приливной энергии на Российском Дальнем Востоке / С.В. Подковальников, В.А. Савельев // Энергия: экономика, техника, экология. 2008. № 8.
9. **Попель О.С.** Состояние использования возобновляемых источников энергии / О.С. Попель // Материалы 2 научной Школы «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». Махачкала, 2008.
10. **Сичкарев В.И.** Волновые энергетические станции в океане / В.И. Сичкарев, В.А. Акуличев. М.: Наука, 1989.

Глава 8

1. **Бежан А.В.** Экологические преимущества развития ветроэнергетики / А.В. Бежан // Энергия: экономика, техника, экология. 2007. № 1.
2. **Васильев Ю.С.** Экология использования возобновляющихся энергоисточников / Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та. 1991.
3. **Дмитриев Г.С.** Что несет с собой развитие ветроэнергетики (экологические аспекты) / Г.С. Дмитриев // Энергия: экономика, техника, экология. 2004. № 8.
4. **Рамазанов А.Ш.** Идентификация и количественное определение фенолов в геотермальной воде / А.Ш. Рамазанов // Химия и технология воды. 1996. Т. 14. № 9.
5. **Рамазанов А.Ш.** Удаление железа и дезактивация подземной воды нефтяного месторождения / А.Ш. Рамазанов, М.И. Ахмедов, О.М. Рамазанов // Химия и технология воды, 1996. т. 18. № 3.
6. **Семенов В.Н.** Образование отложений в проточной части турбин ГеоЭС / В.Н. Семенов, Г.В. Томаров, К.О. Поваров // Тяжелое машиностроение. 2002. № 8.
7. **Шпильрайн Э.Э.** Экологические аспекты применения возобновляемых источников энергии для децентрализованного энергоснабжения / Э.Э. Шпильрайн // Перспективы энергетики. 2002. Т. 6.
8. **Энергообеспечение** центра Камчатки на базе геотермальных ресурсов / О.А. Поваров, Г.В. Томаров, А.И. Никольский, А.И. Постников // Новое в Российской энергетике (электронный журнал). 2001. № 6.

Заключение

1. **Лаверов Н.П.** Топливо-энергетические ресурсы: состояние и рациональное использование / Н.П. Лаверов // Энергетика России: проблемы и перспективы: Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.
2. **Моисеев И.И.** Альтернативные источники органических топлив / И.И. Моисеев, Н.А. Платэ, С.Д. Варфоломеев // Энергетика России: проблемы и перспективы: Тр. Научной сессии РАН. М.: Наука, 2006.
3. **Эволюция** энергетики в XXI веке / Е.П. Велихов, А.Ю. Гагаринский, С.А. Субботин, В.Ф. Цибульский // Энергия: экономика, техника, экология. 2009. № 11.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П1

Соотношения различных единиц энергии (работы, теплоты)

| Система единиц | Наименование единицы | Джоуль (Дж; J) | Эрг (э; e) | Килограмм-сила-метр (кгс·м; kgf·m) | Ватт-час (Вт·ч; Wh) |
|----------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------|
| СИ | 1 Дж = = 1 Н · 1 м | 1 | 10^7 | 0,102 | $2,78 \cdot 10^{-4}$ |
| СГС | 1 эрг = = 1 дин · 1 см | 10^{-7} | 1 | $1,02 \cdot 10^{-8}$ | $2,78 \cdot 10^{-11}$ |
| МКГСС | 1 кгс · м = = 1 кгс · м | 9,81 | $9,81 \cdot 10^7$ | 1 | $2,724 \cdot 10^{-3}$ |
| Внесистемные | 1Вт·ч = = 1Дж/с·3600с | 3600 | $3,6 \cdot 10^{10}$ | 367 | 1 |
| | 1 кал | 4,1868 | $4,19 \cdot 10^7$ | 0,427 | $1,163 \cdot 10^{-3}$ |
| | 1 г н.э. = = 10 000 кал | 41 868 | $4,19 \cdot 10^{11}$ | 4270 | 11,63 |
| | 1 г у.т. = = 7000 кал | 29 308 | $2,93 \cdot 10^{11}$ | 2989 | 8,141 |
| | 1 БТЕ = = 252 кал | 1055 | $1,055 \cdot 10^{10}$ | 107,6 | 0,293 |
| Система единиц | Наименование единицы | Калория (кал; cal) | Грамм нефтяного эквивалента (г н.э.; g о.е.) | Грамм условного топлива (г у.т.; g c.f.) | Британская тепловая единица (БТЕ; BTU) |
| СИ | 1 Дж = = 1 Н · 1 м | 0,2388 | $0,238 \cdot 10^{-4}$ | $0,341 \cdot 10^{-4}$ | $0,948 \cdot 10^{-3}$ |
| СГС | 1 эрг = = 1 дин · 1 см | $0,238 \cdot 10^{-7}$ | $0,238 \cdot 10^{-11}$ | $0,341 \cdot 10^{-11}$ | $0,948 \cdot 10^{-10}$ |
| МКГСС | 1 кгс · м = = 1 кгс · м | 2,342 | $2,341 \cdot 10^{-4}$ | $3,346 \cdot 10^{-4}$ | $0,93 \cdot 10^{-2}$ |
| Внесистемные | 1Вт·ч = = 1Дж/с·3600с | 860 | 0,086 | 0,1228 | 3,412 |
| | 1 кал | 1 | $1 \cdot 10^{-4}$ | $1,428 \cdot 10^{-4}$ | $3,97 \cdot 10^{-3}$ |
| | 1 г н.э. = = 10 000 кал | 10000 | 1 | 1,428 | 39,7 |
| | 1 г у.т. = = 7000 кал | 7000 | 0,7 | 1 | 27,78 |
| | 1 БТЕ = = 252 кал | 252 | 0,025 | 0,036 | 1 |

**Соотношения между единицами Международной системы (СИ)
и единицами других систем**

| Наименование величины | Обозначение | Система СИ | Система МКГСС, внесистемные единицы |
|-----------------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Сила, вес | F, Q | 1 Н (Ньютон) 9,8067 Н | 0,102 кгс 1 кгс |
| Масса | M, m | 1 кг 9,8067 кг | 0,102 кгс·сек ² /м 1 кгс·сек ² /м |
| Давление | p | 1 Па 9,8067 · 10 ⁴ Па 1,33 · 10 ² Па 9,8067 Па 10 ⁵ Па 1 Па | 0,102 кгс/ м ² 1 кгс/ м ² 1 мм рт. ст. 1 мм вод. ст. 1 бар = 1,02 кгс/см ² 1,02 · 10 ⁻⁵ кг/см ² |
| Удельный вес | γ | 1 Н/м ³ 9,8067 Н/м ³ | 0,102 кгс/м ³ 1 кгс/м ³ |
| Плотность | ρ | 1 кг/м ³ 1 · 10 ⁻³ кг/м ³ | 0,102 кгс·сек ² /м ⁴ 1 г/см ³ |
| Удельный объем | v | 1 м ³ /кг | 1 · 10 ³ см ³ /г |
| Работа и энергия | E | 1 Дж 9,8067 Дж | 0,102 кгс · м 1 кгс · м |
| Мощность | N | 1 Вт 9,8067 Вт 1 Вт 736 Вт | 0,102 кгс · м/сек 1 кгс · м/сек 1,36 · 10 ⁻³ л.с. 1 л.с. |
| Количество теплоты | Q | 1 Дж 4,1868 Дж 3,6 · 10 ⁶ Дж | 0,239 кал 1 кал 1 кВт · ч |
| Тепловой поток | Q | 1 Вт 1 кВт 1,163 Вт | 0,86 ккал/ч 860 ккал/ч 1 ккал/ч |

| Наименование величины | Обозначение | Система СИ | Система МКГСС, внесистемные единицы |
|------------------------------------------|-------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Плотность теплового потока | q | 1 Вт/м ² 1,163 Вт/м ² | 0,86 ккал/м ² ·ч 1 ккал/м ² ·ч |
| Коэффициенты теплоотдачи и теплопередачи | α, k | 1 Вт/(м ² ·К) 1,163 Вт/ /(м ² ·К) | 0,86 ккал/(м ² ·ч·°С) 1 ккал/(м ² ·ч·°С) |
| Теплопроводность | λ | 1 Вт/(м·К) 1,163 Вт/(м·К) | 0,86 ккал/(м·ч·°С) 1 ккал/(м·ч·°С) |
| Удельная теплоемкость | c | 1 Дж/(кг·К) 4,187 кДж/ (кг·К) | $2,39 \cdot 10^{-4}$ ккал/(кг·°С) 1 ккал/(кг·°С) |

Учебное электронное издание

Алхасов Алибек Басирович

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие для вузов

Редактор *Н.Л. Пароева*

Корректоры *Е.П. Севостьянова, В.В. Сомова*

Компьютерная верстка *В.В. Пак*

Подготовка электронного издания *Д.О. Лазарев*

АО "Издательский дом МЭИ", 111250, Москва, Красноказарменная ул., 14А
тел/факс: (495) 640-83-27, адрес в Интернете: <http://www.idmei.ru>,
электронная почта: info@idmei.ru