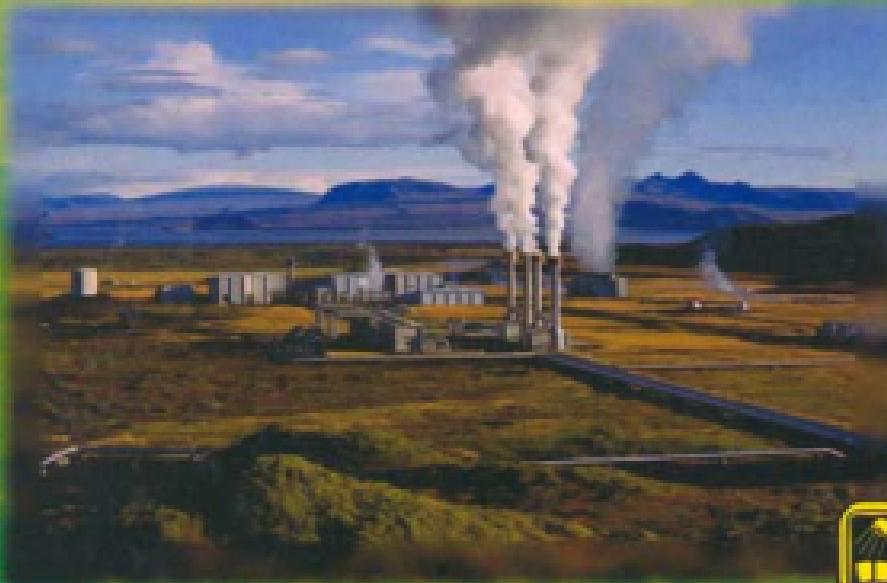


А.Б. Алхасов

ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА



ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	7
Литература к введению	12
Глава 1. Источники тепла в недрах Земли и закономерности его передачи	13
1.1. Источники тепла	13
1.2. Тепловые свойства горных пород	15
1.3. Виды теплопередачи. Геотермический градиент	16
Литература к главе 1	20
Глава 2. Ресурсы геотермальной энергии	21
2.1. Виды ресурсов и запасов геотермальной энергии	21
2.2. Методы оценки ресурсов геотермальной энергии	26
2.3. Теплоэнергетический потенциал ресурсов термальных вод	33
2.4. Категории эксплуатационных запасов	34
2.5. Факторы, влияющие на дебит геотермальной скважины	36
Литература к главе 2	41
Глава 3. Характеристика подземной гидросферы	42
3.1. Происхождение подземных вод	42
3.2. Условия залегания термальных подземных вод	44
3.3. Зональность подземных вод	45
3.4. Теплоэнергетические воды	46
3.5. Месторождения теплоэнергетических вод	49
Литература к главе 3	52
Глава 4. Физико-химические свойства подземных вод	53
4.1. Физические свойства подземных вод	53
4.2. Химический состав подземных вод	55
4.3. Формирование химического состава подземных вод	57
4.4. Формы выражения химического состава вод	59
4.5. Классификация вод по химическому составу	60

4.6. Классификация термальных вод по газовому составу	60
Литература к главе 4	63
Г л а в а 5. Прогнозные ресурсы термальных вод по перспективным районам России	64
5.1. Предкавказский артезианский бассейн	64
5.2. Западно-Сибирский артезианский бассейн	68
5.3. Камчатская и Курильская системы современного вулканизма	70
Литература к главе 5	72
Г л а в а 6. Использование геотермальной энергии	73
6.1. Использование геотермальной энергии за рубежом	74
6.2. Отечественный опыт использования геотермальной энергии	82
6.3. Принципиальные схемы геотермального теплоснабжения	88
6.4. Комплексные геотермальные системы теплоснабжения	94
6.5. Коррозия и солеотложения в системах геотермального теплоснабжения	100
6.6. Теплообменные аппараты	109
6.7. Использование термальных вод в орошаемом земледелии	114
6.8. Использование геотермальной энергии в нефтедобыче	121
Литература к главе 6	127
Г л а в а 7. Технологии добычи геотермальных ресурсов	129
7.1. Конструкция геотермальной скважины	130
7.2. Горизонтальная скважина	132
7.3. Геотермальные циркуляционные системы	135
7.4. Совместно-раздельная добыча пресных низкопотенциальных и термальных минерализованных вод одной скважиной	139
7.5. Технологические системы освоения среднепотенциальных термальных вод с внутристекловыми теплообменниками	150
7.6. Извлечение петрогеотермальной энергии	157
7.7. ГЦС с наклонно направленными скважинами	161
Литература к главе 7	163
Г л а в а 8. Геотермальные теплонасосные системы теплоснабжения	164
8.1. Тепловые насосы	164
8.2. Использование низкопотенциального тепла с помощью тепловых насосов	169
8.3. Теплонасосные системы теплоснабжения с низкопотенциальными термальными водами	174
8.4. Системы теплонасосного теплоснабжения с грунтовыми теплообменниками в вертикальных скважинах	186

8.5. Эколого-экономические аспекты использования тепловых насосов	191
Литература к главе 8	194
Глава 9. Месторождения теплоэнергетических вод России	196
9.1. Махачкалинско-Тернаирское месторождение	196
9.2. Кизлярское месторождение	201
9.3. Избербашское месторождение	202
9.4. Тарумовское месторождение	203
9.5. Казьминское месторождение	206
9.6. Мостовское месторождение	207
9.7. Лабинское месторождение	210
9.8. Паратунское месторождение	211
9.9. Мутновское месторождение	214
Литература к главе 9	217
Глава 10. Использование геотермальной энергии для выработки электроэнергии	219
10.1. Развитие геотермальной электроэнергетики	219
10.2. Технологические схемы ГеоЕС	223
10.3. Бинарные ГеоЕС	231
10.4. Оптимизация параметров бинарных ГеоЕС	241
10.5. Комбинированные геотермально-парогазовые энергоустановки	257
Литература к главе 10	263
Глава 11. Тепломассоперенос в системах по добыче геотермально-го теплоносителя	267
11.1. Исследование гидродинамического и теплового режимов в скважинах по совместно-раздельной добыче	267
11.2. Технологические решения по снижению тепловых потерь при добыче геотермального теплоносителя	278
11.3. Определение теплофизических характеристик геотермальных скважин по результатам гидротермических исследований	292
11.4. Теплопередача во внутристековых теплообменниках	296
11.5. Исследование теплообмена и структуры двухфазного потока во внутристековом теплообменнике бинарной ГеоЕС	301
11.6. Съем тепла с горной породы скважинным теплообменником	309
Литература к главе 11	323
Глава 12. Комплексная утилизация высокопараметрических геотермальных ресурсов	325
12.1. Утилизация растворенного газа	326

10.3. Бинарные ГеоЭС

Огромные запасы геотермальных ресурсов с температурой 100–200 °С сосредоточены в пластовых водонапорных системах осадочных бассейнов. Характерными особенностями термальных вод этих систем являются высокая минерализация (20–200 г/л), повышенное газосодержание, склонность к солеотложению при изменении термобарических условий и высокая коррозионная агрессивность к конструкционным материалам. Электроэнергетическое освоение таких ресурсов обусловлено использованием технологии двухконтурных ГеоЭС на низкокипящих рабочих агентах. В последние годы в научной литературе вместо двухконтурной ГеоЭС чаще встречается название бинарная ГеоЭС. При этом ГеоЭС включает в себя геотермальную циркуляционную систему (ГЦС), в контуре которой циркулирует термальная вода, и цикл паротурбинной установки (ПТУ), где циркулирует низкокипящий вторичный теплоноситель. Применение ГеоЭС такого типа значительно увеличивает число регионов, перспективных для развития геотермальной энергетики. В частности, к ним относится Северо-Кавказский регион, как наиболее термически напряженный. Здесь высокие температуры недр сочетаются с наличием мощных водоносных комплексов. Первоочередными для освоения являются Центральное, Каясулинское в Ставропольском крае и Тарумовское, Кумухское, Южносухокумское, Юбилейное и Таловское месторождения в Дагестане.

10.3.1. Термодинамический анализ и выбор низкокипящих теплоносителей для бинарных ГеоИС. Наиболее важным моментом при строительстве бинарной ГеоИС является выбор рабочего тела во вторичном контуре. Рабочее тело, выбираемое для геотермальной установки, должно обладать благоприятными химическими, физическими и эксплуатационными свойствами при заданных условиях работы [10], т. е. быть стабильным, негорючим, взрывобезопасным, нетоксичным, инертным по отношению к конструкционным материалам, озонобезопасным и дешевым. Желательно выбирать рабочее тело с более низким коэффициентом динамической вязкости (меньше гидравлические потери) и с более высоким коэффициентом теплопроводности (улучшается теплообмен).

Все эти требования одновременно выполнить практически невозможно, поэтому всегда приходится, выбирая то или иное рабочее тело, идти на компромисс. Наиболее важными требованиями при выборе рабочего тела являются достаточная термодинамическая эффективность цикла и минимальные массогабаритные показатели основного оборудования. Использование воды и водяного пара в области низких температур приводит к ухудшению термодинамических показателей и к резкому увеличению габаритов паротурбинных установок, что существенно повышает их стоимость. Плотность пара низкокипящего рабочего тела существенно выше плотности водяного пара той же температуры, что обеспечивает более высокую удельную выработку электроэнергии, меньшую массу и габариты энергоустановки в сравнении с установкой на водяном паре тех же параметров.

Невысокие начальные параметры рабочих тел геотермальных энергетических установок приводят к поиску низкокипящих рабочих тел с отрицательной кривизной правой пограничной кривой в T, S -диаграмме, что позволяет избежать высокой влажности пара при расширении в турбине.

При выборе низкокипящих рабочих тел определяющим является величина удельной выработки электроэнергии на 1 кг/с расхода первичного теплоносителя, поэтому эффективность преобразования теплоты в таких установках зависит, в первую очередь, от термодинамических и теплофизических свойств низкокипящих рабочих тел, характера их изменения при подводе и отводе теплоты.

В России и за рубежом ведутся исследования по сравнительному анализу различных групп низкокипящих рабочих тел, по изучению термодинамических и теплофизических свойств озонобезопасных рабочих тел нового поколения и неазеотропных смесей на их основе [11–16].

Нами выполнен термодинамический анализ пригодности различных низкокипящих рабочих тел. В основе работы ПТУ лежит цикл Рен-

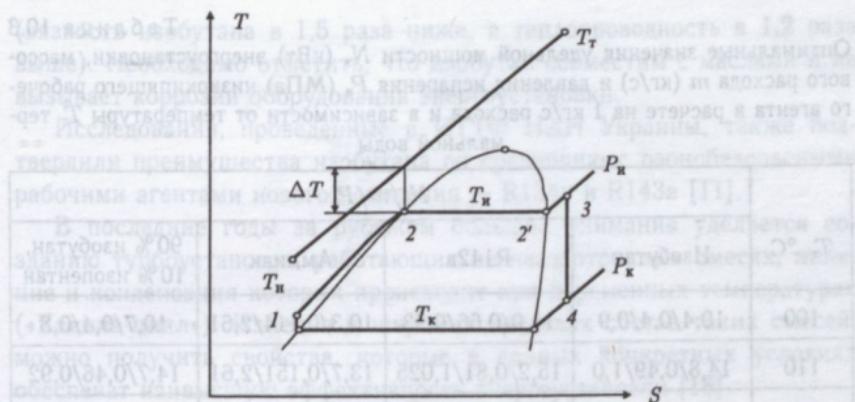


Рис. 10.8. Цикл паротурбинной установки в T, S -диаграмме и характер изменения температур теплоносителей

кина; T, S -диаграмма этого цикла и характер изменения температур первичного и вторичного теплоносителей показаны на рис. 10.8.

В результате оптимизации цикла Ренкина с учетом получения максимальной мощности на 1 кг/с расхода термальной воды и указанных выше дополнительных факторов установлено, что наиболее перспективными из хорошо освоенных рабочих агентов являются изобутан и R142b. В табл. 10.3 приведены значения мощности энергоустановки, массового расхода и давления испарения низкокипящих агентов в зависимости от температуры первичного теплоносителя.

Значения термодинамических и теплофизических параметров рабочих агентов, необходимых для проведения сравнительных расчетных исследований, взяты из опубликованных литературных и справочных данных [14, 16, 17].

Наименьшие значения удельных мощностей, как видно из табл. 10.3, у аммиака. Использование аммиака в качестве рабочего агента приводит к увеличению массогабаритных размеров энергоустановки (давление испарения и теплоперепад на турбине значительно выше, чем у других рабочих тел). Двухкомпонентная смесь, состоящая из 90 % изобутана и 10 % изопентана (мольные %), используется в ГеоЕС Хибер (США) с установленной мощностью 70 МВт. Целью использования смеси изобутана и изопентана в этом проекте является повышение эффективности преобразования геотермального тепла в электроэнергию [13]. Смесь изобутана и изопентана по удельной выработке электроэнергии уступает изобутану и R142b, что наглядно видно из кривых на рис. 10.9.

Дальнейшее сравнение изобутана и R142b с учетом дополнительных факторов говорит в пользу изобутана. Рабочий агент R142b

Таблица 10.3

Оптимальные значения удельной мощности N_3 (кВт) энергоустановки, массового расхода m (кг/с) и давления испарения P_u (МПа) низкокипящего рабочего агента в расчете на 1 кг/с расхода и в зависимости от температуры T_t термальной воды

$T_t, ^\circ\text{C}$	$N_3/m/P_u$			
	Изобутан	R142в	Аммиак	90 % изобутан, 10 % изопентан
100	10,4/0,4/0,9	11,0/0,66/0,93	10,3/0,114/2,61	10,7/0,4/0,8
110	14,8/0,49/1,0	15,2/0,81/1,025	13,7/0,151/2,61	14,7/0,46/0,92
120	19,6/0,54/1,2	20,1/0,88/1,26	18,1/0,154/3,31	18,1/0,51/1,12
130	25,5/0,65/1,4	25,9/1,13/1,26	22,7/0,193/3,31	23,0/0,57/1,26
140	32,2/0,72/1,6	32,7/1,2/1,57	28,9/0,2/4,14	30,4/0,62/1,6
150	40,1/0,78/2,0	40,4/1,4/1,705	34,6/0,235/4,14	38,0/0,68/1,98
160	50,4/0,9/2,4	49,1/1,5/2,13	42,0/0,24/5,12	46,8/0,75/2,45
170	65,8/1,07/3,2	59,5/1,68/2,58	49,4/0,28/5,12	56,1/0,96/2,45
180	76,6/1,25/3,4	71,9/1,98/3,105	58,2/0,3/6,27	66,2/1,15/3,2

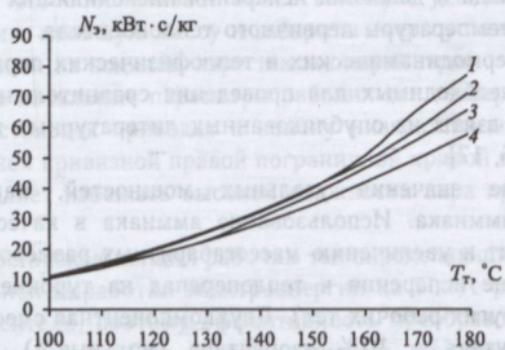


Рис. 10.9. Зависимость удельной электрической мощности N_3 энергоустановки от температуры T_t термальной воды: 1 — изобутан; 2 — R142в; 3 — смесь изобутана и изопентана; 4 — аммиак

(дифторхлорэтан) является галогенированным производным этана и при взаимодействии с водой образует галогенные кислоты, которые в конечном итоге приводят к коррозии конструкционных материалов. Кроме того, теплофизические свойства изобутана лучше, чем у R142в

(вязкость изобутана в 1,5 раза ниже, а теплопроводность в 1,2 раза выше). Необходимо отметить, что изобутан совместим с маслами и не вызывает коррозии оборудования энергоустановки.

Исследования, проведенные в ИТТФ НАН Украины, также подтвердили преимущества изобутана по сравнению с озонобезопасными рабочими агентами нового поколения – R134a и R143a [11].

В последние годы за рубежом большое внимание уделяется созданию турбоустановок, работающих на неazeотропных смесях, кипение и конденсация которых происходит при переменных температурах («Калина-цикл»). Изменяя в широких пределах состав таких смесей, можно получить свойства, которые в данных конкретных условиях обеспечат наивысшую эффективность энергоустановки [18].

Применение на ГеоЭС турбин и циклов, работающих на водоаммиачной смеси, позволяет повысить эффективность использования низкопотенциального геотермального тепла и оптимизировать тепловые циклы в результате изменения соотношения долей воды и аммиака в рабочей смеси [13].

ГеоЭС с двумя рабочими телами отличается от существующих ГеоЭС более сложной тепловой схемой, и перед ее широким внедрением еще предстоит решить ряд сложных научно-технических проблем [19].

Из анализа существующего опыта следует, что в настоящее время в качестве рабочего тела в бинарных ГеоЭС наибольшее распространение получил изобутан. Выбор изобутана, кроме перечисленных выше преимуществ, обусловлен его относительно невысокой стоимостью и экологической безвредностью (в отличие от фреонов). Проведенные исследования и опыт практического использования изобутана подтверждают перспективность его дальнейшего использования в бинарных ГеоЭС.

10.3.2. Разработка технологических схем бинарных ГеоЭС. Выбор технологической схемы бинарной ГеоЭС зависит от многих факторов, основными из которых являются гидрогеолого-геотермические условия геотермального месторождения и физико-химические показатели качества добываемой термальной воды. В настоящее время существует большое разнообразие технологических схем ГеоЭС [20–27].

Разработаны принципиально новые технологические схемы бинарных ГеоЭС, которые приведены на рис. 10.10–10.13 [20, 21].

Отличительной особенностью технологической схемы, приведенной на рис. 10.10, является то, что высокотемпературная вода из добывной скважины направляется к нагнетательной скважине с внутрискважинным теплообменником и закачивается обратно в пласт. В такой технологической схеме внутрискважинный противоточный теплообменник, куда из конденсатора вторичного контура по наружному межтрубному

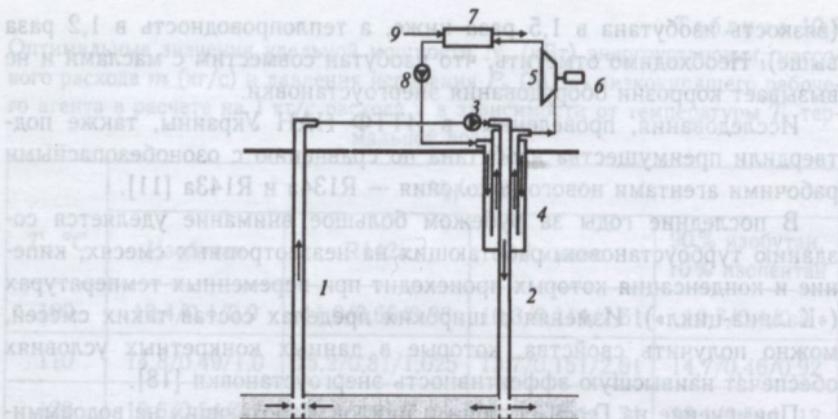


Рис. 10.10. Принципиальная схема двухконтурной ГеоИС: 1 — добывающая скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — циркуляционный насос первичного контура; 4 — внутрискважинный теплообменник; 5 — турбина; 6 — генератор; 7 — конденсатор; 8 — насос вторичного контура; 9 — подвод охлаждающей воды

кольцевому пространству теплообменника поступает низкокипящий рабочий агент, выполняет одновременно роль нагревателя и испарителя. При подъеме рабочего агента по внутреннему межтрубному пространству теплообменника происходит его нагрев, испарение и перегрев за счет передачи тепла от высокотемпературной воды, закачиваемой в пласт по центральной колонне. Для интенсификации теплопередачи и уменьшения размеров теплообменника на наружной поверхности центральной колонны по всей ее высоте устанавливают продольные ребра из листовой стали. Высоту ребер и их количество определяют в каждом конкретном случае расчетным путем.

Технологическая схема, представленная на рис. 10.10, наиболее целесообразна для ГеоИС малой мощности (до 1,5 МВт), так как с увеличением мощности энергоустановки приходится увеличивать и габариты внутрискважинного теплообменника. Увеличение размеров теплообменника приводит к снижению теплопередачи и эффективности работы всей установки.

При строительстве ГеоИС большой мощности оптимальной является технологическая схема, представленная на рис. 10.11, где внутрискважинный теплообменник служит только для нагрева рабочего агента до температуры насыщения, а дальнейшее испарение и перегрев агента происходит в наземном испарителе.

Для успешной эксплуатации ГеоИС необходимо решать проблемы, связанные с возникновением коррозии и солеотложениями, которые, как правило, усугубляются с увеличением минерализации воды. Наи-

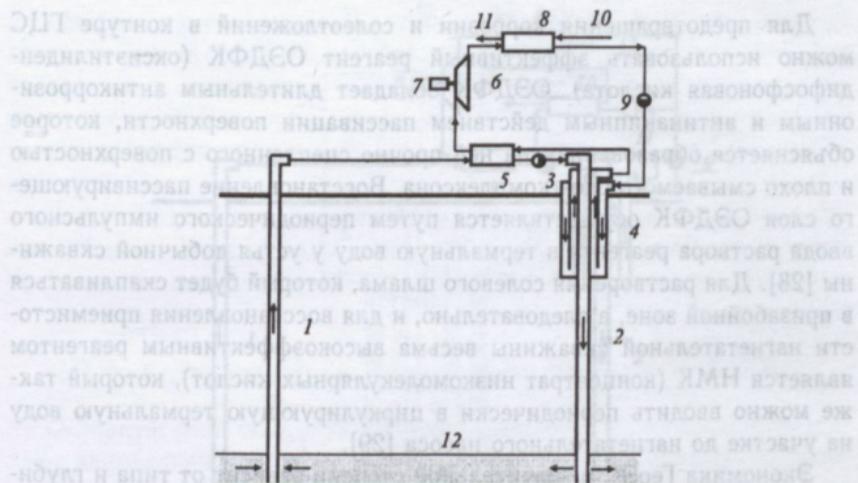


Рис. 10.11. Технологическая схема двухконтурной ГеоЕС: 1 — добывающая скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — нагнетательный насос; 4 — внутрискважинный теплообменник; 5 — испаритель; 6 — турбина; 7 — генератор; 8 — конденсатор; 9 — циркуляционный насос вторичного контура; 10, 11 — подвод и отвод охлаждающей воды; 12 — эксплуатируемый термоводоносный пласт

более интенсивные солеотложения образуются из-за дегазации термальной воды и нарушения в результате этого углекислотного равновесия. В предложенной технологической схеме первичный теплоноситель циркулирует по замкнутому контуру, где условия для дегазации воды сведены до минимума. В то же время следует придерживаться таких термобарических условий в наземной части первичного контура, которые препятствуют дегазации и выпадению карбонатных отложений (в зависимости от температуры и минерализации давление необходимо поддерживать на уровне 1,5 МПа и выше).

Снижение температуры термальной воды приводит к выпадению некарбонатных солей, что было подтверждено исследованиями, проведенными на Каясулинском геотермальном полигоне [23]. В этих условиях наиболее слабым звеном в технологической схеме ГеоЕС является первичный теплообменник, который служит для нагрева рабочего агента до температуры насыщения и где температура первичного теплоносителя снижается до минимального значения.

Использование вместо обычного кожухотрубного теплообменника внутрискважинного теплообменника позволяет избежать солеотложений внутри теплообменника, так как выпадающие соли с потоком закачиваемой воды выносятся в призабойную зону нагнетательной скважины.

Для предотвращения коррозии и солеотложений в контуре ГЦС можно использовать эффективный реагент ОЭДФК (оксиэтилиден-дифосфоновая кислота). ОЭДФК обладает длительным антикоррозионным и антинакипным действием пассивации поверхности, которое объясняется образованием на нейочно сцепленного с поверхностью и плохо смываемого слоя комплексона. Восстановление пассивирующего слоя ОЭДФК осуществляется путем периодического импульсного ввода раствора реагента в термальную воду у устья добывающей скважины [28]. Для растворения солевого шлама, который будет скапливаться в призабойной зоне, а следовательно, и для восстановления приемистости нагнетательной скважины весьма высокоеффективным реагентом является НМК (концентрат низкомолекулярных кислот), который также можно вводить периодически в циркулирующую термальную воду на участке до нагнетательного насоса [29].

Экономика ГеоИС в значительной степени зависит от типа и глубины залегания геотермальных ресурсов, состава и параметров энергоносителя на выходе из скважины, глубины использования его температурного потенциала, возможности комплексного использования геотермального ресурса.

Значительно повысить экономический эффект от использования геотермальной энергии для производства электроэнергии можно путем использования тепловых отходов ГеоИС для низкотемпературного отопления, в горячем водоснабжении, сельском хозяйстве, пищевой промышленности и других отраслях.

На рис. 10.12 представлена технологическая схема ГеоИС, позволяющая максимально использовать температурный потенциал термальной воды, где температуру отработанной воды можно снизить до 40 °C и ниже. В такой установке массовый расход низкокипящего рабочего агента, поступающего в первичный внутрискважинный теплообменник 4, значительно больше расхода агента, циркулирующего в контуре ПТУ.

Рабочий агент, нагретый до температуры насыщения, на поверхности разделяется на два потока. Первый поток поступает в испаритель 5 и далее в турбину 6 и конденсатор 8, второй поток направляется в теплообменник 10, куда для нагрева из конденсатора 8 также поступает охлаждающая вода, которая впоследствии направляется к потребителю низкопотенциального тепла. Из теплообменника 10 рабочий агент поступает в детандер, где происходит сработка его потенциальной энергии до давления конденсации в цикле ПТУ. Далее оба потока рабочего агента (из детандера и конденсатора) поступают на всасывающую линию циркуляционного насоса вторичного контура.

В известных и приведенных на рис. 10.10–10.12 технологических схемах ГеоИС для устройства ГЦС буровую установку с демонтажем

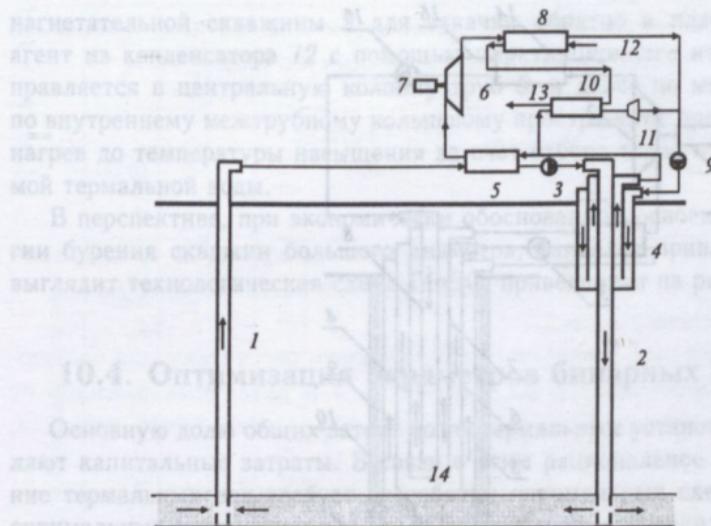


Рис. 10.12. Технологическая схема двухконтурной ГеоЕС: 1 — добывная скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — нагнетательный насос; 4 — внутрискважинный теплообменник; 5 — испаритель; 6 — турбина; 7 — генератор; 8 — конденсатор; 9 — циркуляционный насос вторичного контура; 10 — теплообменник; 11 — детандер; 12 — подвод охлаждающей воды; 13 — отвод нагретой воды к потребителю; 14 — эксплуатируемый термоводоносный пласт

всего оборудования необходимо перемещать на значительное расстояние от добывной скважины до места устройства нагнетательной скважины. Кроме того, на поверхности приходится устанавливать теплоизолированный протяженный трубопровод, соединяющий добывную и нагнетательную скважины, что приводит к увеличению затрат и площади земли, отчуждаемой под строительство ГеоЕС. Во многих случаях для достижения проектной мощности ГеоЕС необходимо бурить не одну, а несколько равноудаленных друг от друга и от нагнетательной скважины добывных скважин. При этом увеличиваются затраты, связанные с обустройством циркуляционной системы, а также площадь отчуждаемой земли.

На рис. 10.13 приведена технологическая схема ГеоЕС, где устройство ГЦС осуществляется кустовым бурением с одной площади с наклонно-направленными или горизонтальными добывными скважинами, между которыми бурится вертикальная нагнетательная скважина увеличенного диаметра [21].

Технологическая схема состоит из наклонно-направленных добывных скважин 1, нагнетательной скважины 2, нагнетательного насоса 3, внутрискважинного теплообменника 4, обсаженного наружной колонной труб 10, внутри которой спущена колонна труб 5 большого диаметра.

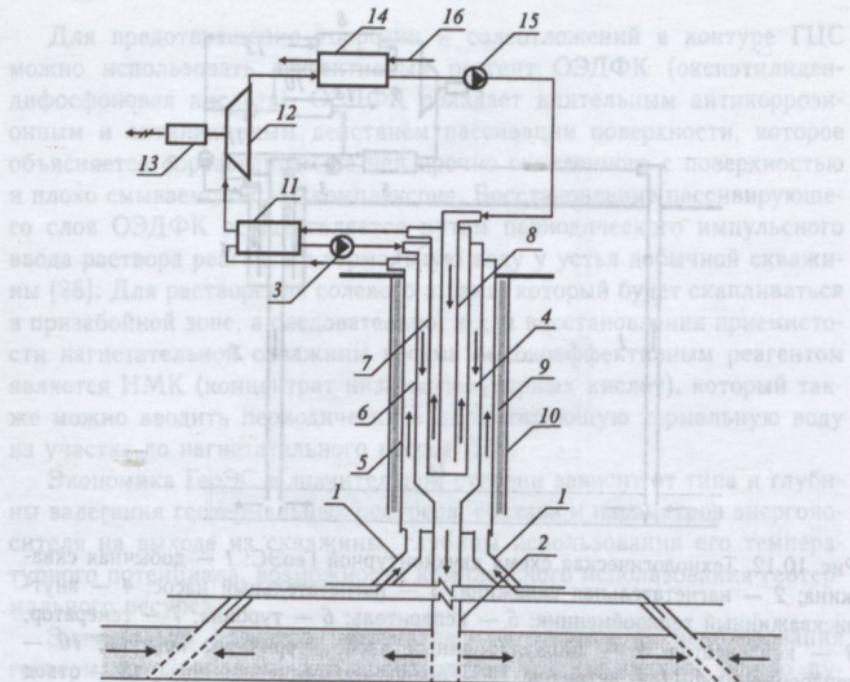


Рис. 10.13. Технологическая схема двухконтурной ГеоЭС: 1 — добывальная скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — нагнетательный насос первичного контура; 4 — внутрискважинный теплообменник; 5 — колонна труб большого диаметра; 6, 7, 8 — внутренние колонны труб; 9 — теплоизоляция; 10 — наружная колонна труб; 11 — испаритель; 12 — турбина; 13 — генератор; 14 — конденсатор; 15 — циркуляционный насос вторичного контура; 16 — подвод охлаждающей воды

го диаметра. Внутри колонны 5, в свою очередь, спущены колонны труб 6, 7 и 8. Кольцевое пространство между колоннами труб 10 и 5 заполнено теплоизоляционным материалом. Колонна труб 6 упомянута теплообменника с помощью переходника соединена с колонной трубой нагнетательной скважины. У подошвы теплообменника колонна труб 7 заглушена. Наклонно-направленные добывальные и нагнетательные скважины последовательно бурятся от подошвы внутрискважинного теплообменника.

Термальная вода, поднимающаяся по колоннам труб добывальных скважин, транспортируется на поверхность по наружному межтрубному кольцевому пространству внутрискважинного теплообменника 4 и далее, проходя через испаритель 9 и нагнетательный насос 3, опускается по среднему межтрубному кольцевому пространству в колонну труб

нагнетательной скважины 2 для закачки обратно в пласт. Рабочий агент из конденсатора 12 с помощью циркуляционного насоса 13 направляется в центральную колонну труб 8, и далее по мере подъема по внутреннему межтрубному кольцевому пространству происходит его нагрев до температуры насыщения за счет отбора тепла от закачиваемой термальной воды.

В перспективе, при экономически обоснованном освоении технологии бурения скважин большого диаметра, наиболее привлекательной выглядит технологическая схема ГеоЭС, приведенная на рис. 10.13.

10.4. Оптимизация параметров бинарных ГеоЭС

Основную долю общих затрат по геотермальным установкам составляют капитальные затраты. В связи с этим рациональное использование термальных вод требует разработки оптимальных схем и выбора оптимальных параметров для ГеоЭС и теплознегретических установок. Оптимальные технические и экономические параметры могут быть определены только на основе анализа общей совокупности термодинамических, технологических, гидрогеотермических, строительных и других факторов.

При создании ГеоЭС главной целью является получение максимальной полезной электрической мощности при оптимальных экономических показателях. Повышение мощности достигается увеличением расхода первичного теплоносителя, циркулирующего в контуре ГЦС, и оптимизацией термодинамического цикла вторичного контура.

10.4.1. Оптимизация термодинамического цикла, реализуемого во вторичном контуре ГеоЭС. Массовый расход вторичного теплоносителя m и мощность N_3 , развиваемая турбиной на 1 кг/с расхода термальной воды, определяются по формулам

$$\begin{aligned} m(i_3 - i_2) &= C_b [T_t - (T_s + \Delta T)], \\ m(i_2 - i_1) &= C_b [(T_s + \Delta T) - T_h], \end{aligned} \quad (10.1)$$

$$N_3 = \eta_{0.3} m (i_3 - i_4),$$

где C_b — теплоемкость термальной воды, кДж/кг · К; T_t — температура добываемой термальной воды, °С; T_s — температура испарения вторичного теплоносителя; T_h — температура отработанной термальной воды; ΔT — наименьший температурный напор в теплообменнике-испарителе; $\eta_{0.3}$ — относительный электрический КПД турбогенератора; i_1, i_2, i_3, i_4 — энталпии вторичного теплоносителя в соответствии с обозначениями на рис. 10.8, кДж/кг.

Мощность (нетто) турбины за вычетом мощности, потребляемой питательным насосом, определяется по формуле [30]:

$$N_{\text{т}}^{\text{н}} = N_{\text{т}} - \frac{(P_{\text{i}} - P_{\text{k}}) \nu_{\text{k}} m}{\eta_{\text{n}}}, \quad (10.2)$$

где P_{i} и P_{k} — соответственно давление испарения и конденсации рабочего агента, Па; ν_{k} — удельный объем конденсата, $\text{м}^3/\text{кг}$; η_{n} — КПД питательного насоса.

Энергетические характеристики установки рассчитаны для большого диапазона температур добываемой воды и различных режимов ее работы. Оптимизационные расчеты проведены для изобутана, амиака, R142b и смеси изобутан + изопентан.

Возникает вопрос о выборе наименьшего температурного напора ΔT (рис. 10.8). С одной стороны, увеличение ΔT при заданной температуре термальной воды T_{t} приводит к необходимости понизить температуру испарения T_{s} (а следовательно, и давление), что отрицательно скажется на КПД цикла. С другой стороны, уменьшение ΔT приводит к увеличению поверхности теплообменника-испарителя, что может быть экономически не оправдано. В то же время, такое снижение ΔT приведет к увеличению КПД цикла при более полном срабатывании температуры термальной воды и уменьшении ее расхода на выработку 1 кВт · ч электроэнергии. При этом проектная мощность ГеоИС будет достигнута при меньшем циркуляционном дебите в контуре ГЦС и меньших затратах электроэнергии на закачку отработанной воды. Оптимизацию значения ΔT необходимо проводить исходя из этих факторов с учетом фильтрационных характеристик эксплуатируемого водоносного горизонта. В большинстве практических случаев рекомендуется принимать $\Delta T = 10-25^{\circ}\text{C}$ [31]; расчеты проведены при $\Delta T = 10$ и 20°C .

В табл. 10.4 приведены термодинамические и энергетические характеристики установки, рассчитанные при условии использования во вторичном контуре изобутана.

Анализ полученных результатов показывает, что существуют оптимальные параметры работы паросиловой установки, которые зависят от температуры воды, поступающей в первичный контур парогенератора-теплообменника. С увеличением температуры испарения изобутана T_{s} возрастает мощность $N_{\text{т}}$, вырабатываемая турбиной на 1 кг/с расхода вторичного теплоносителя. При этом по мере увеличения T_{s} уменьшается количество испаряемого изобутана на 1 кг/с расхода термальной

Таблица 10.4

Термодинамические и энергетические параметры паротурбинной установки

T_s , °C	P_{ns} , МПа	T_s , °C	$i_2 - i_1$, кДж/кг	$i_3 - i_2$, кДж/кг	$i_3 - i_4$, кДж/кг	T_h , °C	m , кг/с	N_s^h , кВт·с/кг	N_s^h , кВт·с/кг	g , кг/кВт·ч	η_3 , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_k = 0,4 \text{ МПа}, T_k = 30 \text{ }^\circ\text{C}, \Delta T = 10 \text{ }^\circ\text{C}$											
100	0,8	56,5	68,6	306,9	27,2	59	0,458	10,6	10,2	13,9	13,9
	0,9	61,6	81,9	297,8	31,7	64	0,401	10,8	10,37	13,3	13,3
	1,0	66,0	94,3	290,3	37,0	69	0,347	10,8	10,35	12,3	12,3
	1,2	74,6	117,1	274,3	44,5	78	0,236	9,0	8,6	11,2	11,2
110	0,9	61,6	81,9	297,8	31,7	61	0,543	14,6	14,0	18,7	18,7
	1,0	66,0	94,3	290,3	37,0	65	0,489	15,4	14,75	18,1	18,1
	1,2	74,6	117,1	274,3	44,5	74	0,39	14,8	14,1	17,6	17,6
	1,4	82,0	138,1	257	48,7	82	0,295	12,1	11,6	15,6	15,6
120	1,0	66,0	94,3	290,3	37,0	62	0,636	20,0	19,2	23,4	23,4
	1,2	74,6	117,1	274,3	44,5	69	0,543	20,5	19,6	23,4	23,4
	1,4	82,0	138,1	257	48,7	77	0,46	19,0	18,0	17,6	17,6
	1,6	88,7	157,6	244	55,7	85	0,37	17,6	16,6	16,6	16,6

Таблица 10.4 (продолжение)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
130	1,2	74,6	117,1	274,3	44,5	65	0,7	26,5	25,3			
	1,4	82,0	138,1	257	48,7	71	0,65	26,9	25,5			
	1,6	88,7	157,6	244	55,7	78	0,54	25,6	24,2			
	1,8	94,8	175,4	229,3	59,7	84	0,5	25,4	23,9			
140	1,4	82,0	138,1	257	48,7	66	0,79	32,7	31,0			
	1,6	88,7	157,6	244	55,7	72	0,72	34,1	32,2			
	1,8	94,8	175,4	229,3	59,7	78	0,65	33,0	31,0			
	2,0	100,4	192,8	216,3	64,5	84	0,58	31,8	29,8			
150	1,8	94,8	175,4	229,3	59,7	70	0,84	42,6	40,1			
	2,0	100,4	192,8	216,3	64,5	75	0,78	42,8	40,1			
	2,2	105,6	209,6	201,4	66,7	79	0,73	41,3	38,5			
	2,4	110,4	225,8	188,5	70,4	85	0,67	40,1	37,2			
160	2,4	110,4	225,8	188,5	70,4	72	0,9	53,9	50,0			
	2,6	115	241,6	176,5	74,6	76	0,85	53,9	49,9			
	2,8	119,3	257,4	161,6	75,9	80	0,82	53,0	48,7			
	3,0	123,4	273,2	146,9	77,4	83	0,78	51,3	46,9			

Таблица 10.4 (окончание)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
170	2,4	110,4	225,8	188,5	70,4	60	1,13	67,6	62,7			
	2,8	119,3	257,4	161,6	75,9	63	1,09	70,4	64,7	50	50	16,1
	3,2	127,2	290	132,2	79,5	63	1,07	72,3	65,8			
	3,4	130,8	307,9	114,2	79,4	64	1,07	72,4	65,5			
180	3,4	130,8	307,9	114,2	79,4	56	1,25	84,7	76,6	31	31	20,0
	5,0	Сверхкритический цикл					42	1,54	116,6	101,1		
$P_k = 0,2 \text{ МПа}, T_k = 7^\circ\text{C}, \Delta T = 10^\circ\text{C}$												
100	0,8	56,5	122,6	306,9	55,5	53	0,458	21,6	21,0	167	167	10,9
110	0,8	56,5	122,6	306,9	55,5	49	0,595	28,1	27,4	128	128	11,0
120	1,0	66,0	149	290,3	65,3	53	0,637	35,4	34,4	102	102	12,2
130	1,0	66,0	149	290,3	65,3	48	0,781	43,3	42,0	83	83	12,6
140	1,2	74,6	172,2	274,3	72,8	50	0,848	52,5	50,8	69	69	13,9
150	1,6	88,7	214	244	84	54	0,88	62,8	60,3	57	57	15,6
160	2,0	100,4	250	216,3	92,8	53	0,96	76,0	72,4	47	47	16,9
170	2,6	115	199	176,5	102,9	49	1,07	93,6	88,3	39	39	18,4

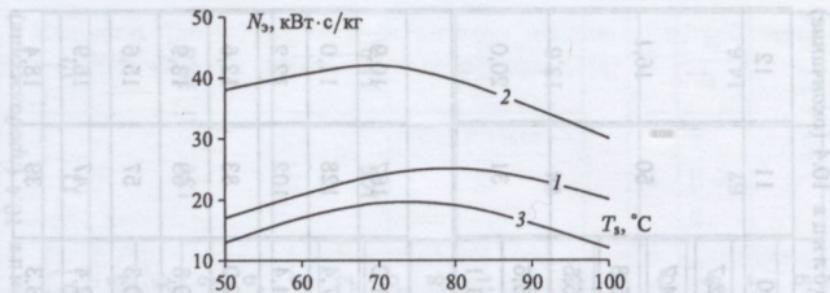


Рис. 10.14. Зависимость удельной мощности N_s турбины от температуры испарения T_s изобутана при температуре термальной воды $T_t = 130^\circ\text{C}$:
 1 — $T_k = 30^\circ\text{C}$, $\Delta T = 10^\circ\text{C}$; 2 — $T_k = 7^\circ\text{C}$, $\Delta T = 10^\circ\text{C}$; 3 — $T_k = 30^\circ\text{C}$, $\Delta T = 20^\circ\text{C}$

воды. Поскольку мощность N_s , вырабатываемая турбиной, определяется произведением m на перепад энталпий, существует оптимальное значение T_s , соответствующее максимальному N_s .

С повышением температуры термальной воды увеличивается и оптимальная температура испарения. На рис. 10.14 представлены графики зависимости удельной мощности N_s , вырабатываемой турбиной, от температуры испарения T_s вторичного теплоносителя.

Оптимальная температура испарения рабочего агента $T_s^{\text{опт}}$ зависит от температуры термальной воды T_t , температуры конденсации T_k вторичного теплоносителя и наименьшего температурного напора ΔT . На основе расчетных данных получена формула для определения оптимальной температуры испарения изобутана, соответствующая максимальной мощности энергоустановки:

$$T_s^{\text{опт}} = 2,17 - 0,35\Delta T + 0,6T_t + 0,35T_k. \quad (10.3)$$

На рис. 10.15 приведены графики зависимости расхода термальной воды от ее температуры на выработку 1 кВт · ч электроэнергии. Для термальной воды температурой $T_t = 130^\circ\text{C}$ при $T_k = 30^\circ\text{C}$ и $\Delta T = 10^\circ\text{C}$ требуемый расход воды на 1 кВт · ч электроэнергии равен 134 кг. Если температуру конденсации понизить до 7°C , то расход воды снизится до 83 кг/кВт · ч. При температуре конденсации 30°C и том же расходе термальной воды (83 кг/кВт · ч) необходимо увеличить ее температуру до 150°C .

Существенное влияние на эффективность энергоустановки оказывает температура конденсации. Наиболее выгодным для бинарной ГеоИС является использование конденсационной системы, рассчитанной на самые низкие, допустимые на поверхности, температуры. Снижение T_k до $7-15^\circ\text{C}$ в периоды холодного времени года позволяет получить значительное сезонное увеличение мощности ГеоИС.

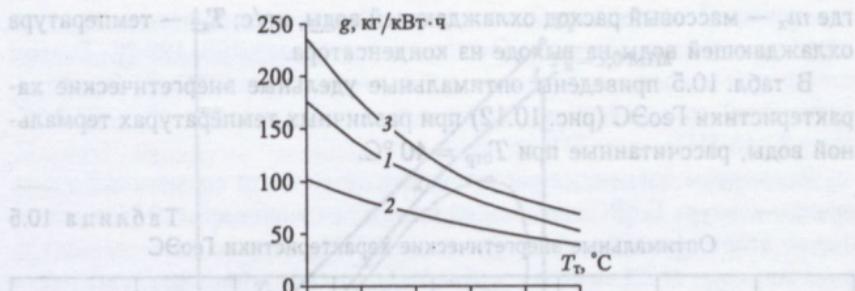


Рис. 10.15. Расход термальной воды в зависимости от ее температуры для изобутанового цикла: 1 — $T_k = 30^\circ\text{C}$, $\Delta T = 10^\circ\text{C}$; 2 — $T_k = 7^\circ\text{C}$, $\Delta T = 10^\circ\text{C}$; 3 — $T_k = 30^\circ\text{C}$, $\Delta T = 20^\circ\text{C}$

Экономическая эффективность геотермальных энергоустановок зависит от глубины сработки температуры термальной воды. Технологическая схема, приведенная на рис. 10.12, обеспечивает максимальное использование температурного потенциала геотермального теплоносителя, циркулирующего в первичном контуре ГЦС. Электрическая мощность такой установки определяется по формуле

$$N_3^h = (i_3 - i_4) m_1 \eta_{0,3} + (P_h - P_k) (m_2 - m_1) \nu_k \eta_d - \frac{(P_h - P_k) \nu_k m_2}{\eta_h}, \quad (10.4)$$

где m_1 — массовый расход вторичного теплоносителя, поступающего на турбину, кг/с; m_2 — массовый расход вторичного теплоносителя, циркулирующего в контуре внутристекажинного теплообменника. Расход m_2 определяется из теплового баланса по формуле

$$m_2 (i_2 - i_1) = C_b (T_s + \Delta T - T_{\text{отр}}). \quad (10.5)$$

Дополнительное тепло Q , снимаемое с 1 кг/с расхода термальной воды, определяется по формуле

$$Q = (T_h - T_{\text{отр}}) C_b, \quad (10.6)$$

где T_h — температура нагнетаемой обратно в пласт воды в технологической схеме без дополнительного теплообменника и детандера (рис. 10.11); $T_{\text{отр}}$ — температура отработанной термальной воды в предлагаемой схеме с детандером и дополнительным теплообменником (рис. 10.12).

Температура T_r нагретой охлаждающей воды определяется из теплового баланса по формуле

$$m_x (T_r - T_{x2}) C_b = (m_2 - m_1) (i_2 - i_1), \quad (10.7)$$

где m_x — массовый расход охлаждающей воды, кг/с; T_{x2} — температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора.

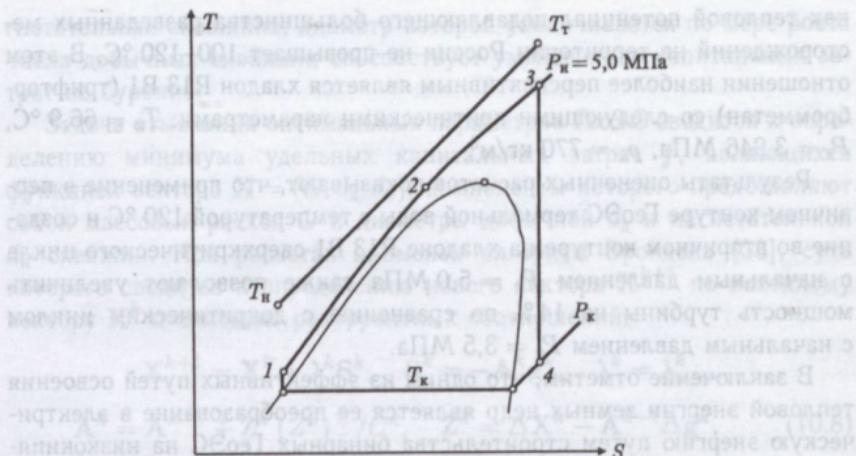
В табл. 10.5 приведены оптимальные удельные энергетические характеристики ГеоИС (рис. 10.12) при различных температурах термальной воды, рассчитанные при $T_{\text{отр}} = 40^{\circ}\text{C}$.

Таблица 10.5
Оптимальные энергетические характеристики ГеоИС

$T_t, ^\circ\text{C}$	$m_1, \text{кг/с}$	$m_2, \text{кг/с}$	$N_s^u, \text{kBt} \cdot \text{с/кг}$	Q, kBt	$m_x, \text{кг/с}$	$T_r, ^\circ\text{C}$	$\mathcal{E}_{\text{уд}}, \text{т. у. т./г.}$
100	0,4	1,62	9,83	101	2,06	37	137
110	0,49	1,6	14,37	105	2,53	35	143
120	0,54	1,6	19,05	122	2,79	35	165
130	0,65	1,58	24,95	130	3,35	34	177
140	0,72	1,56	31,62	134	3,71	34	183
150	0,78	1,53	39,4	147	4,02	34	200
160	0,9	1,5	49,3	135	4,64	32	185
170	1,07	1,41	65,3	101	5,5	30	137

С водой, охлаждающей конденсаторы ГеоИС, в окружающую среду сбрасывается более 80 % низкопотенциального тепла. Реализация на практике технологической схемы, приведенной на рис. 10.12, позволит нагреть охлаждающую воду до более высокой температуры (35°C и более). Вовлечение такой воды в потребительские нужды энергобиологического комплекса (тепличное хозяйство, обогрев открытого грунта, прудовое рыбоводство) позволит резко улучшить эффективность использования теплового потенциала термальной воды, что в конечном итоге приведет к конкурентоспособности как ГеоИС, так и всего геотермального производства. При этом удельная экономия топлива $\mathcal{E}_{\text{уд}}$ на 1 кг/с расхода термальной воды составит 137–200 т у. т./г.

Для высокотемпературной воды ($T_t = 180^{\circ}\text{C}$) рассмотрены сверхкритические циклы, когда давление испарения пара составляет $P_i = 3,8; 4,0; 4,2$ и $5,0 \text{ МПа}$. Из них наиболее эффективным с точки зрения получения максимальной мощности является сверхкритический цикл, приближенный к так называемому треугольному циклу с давлением испарения $P_i = 5,0 \text{ МПа}$ [18]. T, S -диаграмма сверхкритического цикла приведена на рис. 10.16.

Рис. 10.16. T, S -диаграмма сверхкритического цикла

При сверхкритическом цикле вследствие минимальной разности температур между теплоносителем и рабочим телом температурный потенциал термальной воды используется наиболее эффективно.

Сравнение сверхкритического цикла с докритическим ($P_i = 3,4$ МПа) показывает, что мощность, вырабатываемая турбиной при сверхкритическом цикле, увеличивается на 11%, а плотность потока вещества, поступающего на турбину, в 1,7 раза выше, чем в цикле с $P_i = 3,4$ МПа, что обеспечивает улучшение транспортных свойств теплоносителя и уменьшение размеров оборудования (подводящих трубопроводов и турбины) паротурбинной установки. Кроме того, в цикле с $P_i = 5,0$ МПа температура отработанной термальной воды T_h нагнетаемой обратно в пласт, составляет 42°C , тогда как в докритическом цикле с $P_i = 3,4$ МПа температура $T_h = 55^{\circ}\text{C}$.

В то же время повышение начального давления до 5,0 мПа в сверхкритическом цикле влияет на стоимость оборудования, в частности на стоимость турбины. Хотя с ростом давления размеры проточной части турбины уменьшаются, одновременно возрастает число ступеней турбины, требуется более развитое концевое уплотнение и, главное, увеличиваются толщины стенок корпуса и других элементов [30].

Однако такие факторы, как увеличение мощности, уменьшение размеров подводящих трубопроводов и турбины и более полное срабатывание температурного потенциала термальной воды, говорят в пользу сверхкритического цикла.

В дальнейшем следует искать теплоносители с более низкой критической температурой, позволяющие создавать сверхкритические циклы при использовании термальных вод с более низкой температурой, так

как тепловой потенциал подавляющего большинства разведанных месторождений на территории России не превышает 100–120 °С. В этом отношении наиболее перспективным является хладон R13 B1 (трифтобромметан) со следующими критическими параметрами: $T_k = 66,9$ °С, $P_k = 3,946$ МПа, $\rho_k = 770$ кг/м³.

Результаты оценочных расчетов показывают, что применение в первичном контуре ГеоИС термальной воды с температурой 120 °С и создание во вторичном контуре на хладоне R13 B1 сверхкритического цикла с начальным давлением $P_i = 5,0$ МПа также позволяют увеличить мощность турбины на 14 % по сравнению с докритическим циклом с начальным давлением $P_i = 3,5$ МПа.

В заключение отметим, что одним из эффективных путей освоения тепловой энергии земных недр является ее преобразование в электрическую энергию путем строительства бинарных ГеоИС на низкокипящих рабочих агентах. Эффективность такого преобразования зависит от многих факторов, в частности от выбора рабочего тела и параметров термодинамического цикла вторичного контура ГеоИС.

В дальнейшем необходимо изучать сверхкритические смеси, использование которых в качестве рабочих агентов для геотермальных энергетических циклов является наиболее удобным, так как путем подбора состава смеси можно легко менять их критические свойства в зависимости от внешних условий.