

УДК 621.311.25

ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Янковский Станислав Александрович¹,
jankovsky@tpu.ru

Лавриненко Сергей Викторович¹,
lavrinenko@tpu.ru

Цибульский Святослав Анатольевич¹,
stzibulsky@tpu.ru

Янковская Наталья Сергеевна¹,
nsy4@tpu.ru

Гамов Денис Леонидович¹,
gdl@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью развития альтернативных и экологически чистых источников энергии в условиях глобального потепления. Развитие геотермальной энергетики позволит производить тепловую и электрическую энергию без выбросов CO₂ в окружающую среду и снизить зависимость энергетического сектора от углеводородного сырья.

Цель: комплексный анализ особенностей геотермальных электростанций, включая существующие в мире технологии преобразования геотермальной энергии для обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией.

Объект: схемы геотермальных электростанций, работающие в разных географических и климатических условиях, а также их рабочие тела.

Методы: аналитический обзор тематических публикаций с использованием материалов баз данных РИНЦ, Scopus и Web of Science, сравнительный анализ эффективности геотермальных электростанций по различным показателям.

Результаты. В настоящее время в мире насчитывается около 400 геотермальных электростанций. Активное развитие геотермальной энергетики обусловлено экологичностью, низкой стоимостью производимой энергии, минимальными эксплуатационными затратами, отсутствием зависимости от атмосферных воздействий, необходимости сжигания топлива и т. д. При этом большинство геотермальных электростанций в мире используют энергию геотермального источника с температурой воды 100–200 °С. Среди основных реализуемых термодинамических циклов и тепловых схем можно выделить геотермальные электростанции прямого цикла с одностадийным и двухстадийным разделением геотермального источника, с прямой подачей сухого пара на турбину, бинарного и комбинированного исполнения. Проведенный анализ свидетельствует, что геотермальные электростанции прямого цикла имеют наименьшую стоимость установленной электрической мощности из-за относительной простоты и высокого термического КПД, но требуют высоких параметров геотермального источника. С другой стороны, бинарные геотермальные электростанции имеют наибольшую удельную стоимость, но могут быть реализованы на геотермальных источниках с относительно низкими параметрами воды, что послужило основной причиной их наибольшего распространения в мире. При этом реализация бинарной геотермальной электростанции с органическим циклом Ренкина имеет ряд преимуществ по сравнению с термодинамическими циклами Калины, Стирлинга и Брайтона, среди которых основными являются относительная простота в адаптации и применении, а также небольшая стоимость обслуживания.

Ключевые слова:

возобновляемые источники энергии, геотермальная энергия, снижение выбросов CO₂, геотермальные электростанции, тепловые схемы.

Сокращения

- GeoPP – geothermal power plant;
- ORC – Organic Rankine cycle;
- OWF – organic working fluid;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ГеоЭС – геотермальная электростанция;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ДВС – двигатель внутреннего сгорания;
- ДК – дроссельный клапан;
- КВО – конденсатор воздушного охлаждения;
- КПД – коэффициент полезного действия;

- ОВ – отделитель влаги;
- ОРТ – органическое рабочее тело;
- ОЦР – органический цикл Ренкина;
- ПТ – паровая турбина;
- СЭС – солнечная электростанция;
- ТЭ – тепловая энергия;
- ЦСВД – циклонный сепаратор высокого давления;
- ЦСНД – циклонный сепаратор низкого давления;
- ЧВД – часть высокого давления;
- ЧНД – часть низкого давления;
- ЭЭ – электрическая энергия.

Введение

Актуальность

В настоящее время происходит пересмотр использования энергетических ресурсов и многие страны остро ощущают нехватку углеводородного сырья. Часть стран и предприятий стараются оптимизировать энергетическое производство, другие переходят к исследованиям возобновляемых источников энергии. Также важным фактором современной энергетики является то, что за последние годы вопрос глобального потепления стал одним из наиболее актуальных и обсуждаемых во всем мире.

Возобновляемым источникам энергии придают большее значение в решении проблемы глобального потепления [1], а также как к одному из значимых факторов в снижении выбросов парниковых газов. По прогнозным оценкам [2], для уменьшения последствий глобального потепления к середине XXI в. потребуется довести долю ВИЭ до 65 % [3]. Примечательно то, что, согласно опубликованным данным за 2020 г., в ряде европейских стран доля использования ВИЭ превышает 50 % [4]: Испания – 83,7 %, Норвегия – 77,4 %, Швеция – 60,1 %.

Характерным примером в этом отношении является Исландия, лидерские позиции которой в использовании ВИЭ обеспечиваются исключительно за счет геотермальной энергетики, благодаря которой генерируется более половины электроэнергии страны [5], а внедрение централизованного геотермального теплоснабжения позволило многократно сократить выбросы углекислого газа [6].

Доказано, что геотермальное тепло является локальным, надежным, устойчивым и экологически чистым источником энергии, которая вырабатывается из внутреннего тепла Земли и имеет высокий потенциал для отопления и охлаждения зданий, выработки электроэнергии, обеспечения водой сельскохозяйственных продуктов в теплицах и др. Геотермальная энергия не зависит от погоды или климата и позволяет поставлять тепло и электроэнергию практически непрерывно в течение всего года [6].

Необходимо отметить, что конкретный вариант геотермальной установки зависит от большого числа факторов. Это в значительной степени усложняет классификацию ГеоЭС. Сложность классификации заключается в разнообразии и степени влияния применимых критериев, например, глубины бурения скважины, типа бурового оборудования, температуры используемой жидкости, использования тепловых насосов или прямого применения и др.

Изложенное определило цель настоящей статьи как комплексный анализ особенностей ГеоЭС, включая существующие в мире технологии преобразования геотермальной энергии для обеспечения потребителей электричеством и теплом.

Тенденции мировой геотермальной энергетики

Значительная доля вырабатываемой энергии в мировом энергетическом балансе всеми возможными источниками используется в основном для обеспече-

ния электричеством и теплом жилых зданий. В развитых странах около 20 % от общего потребления энергии приходится на жилые здания, а в развивающихся – более 35 % [7, 8].

С каждым годом установленная мощность производства энергии на основе геотермальных ресурсов возрастает [5].

Растущая роль применения геотермальных источников энергии, используемых для централизованного отопления и охлаждения, во многом обусловлена их достоинствами. Геотермальные станции, которые строятся в местах с крупными геотермальными источниками, как правило, с природными горячими источниками, гейзерами или водоносными горизонтами [9–12], имеют следующие преимущества: экологически чистые источники энергии, которые обеспечивают круглогодичное недорогое отопление и охлаждение, не подвержены атмосферным воздействиям, не требуют топлива, имеют минимальные затраты на эксплуатацию; и недостатки: дорогостоящий запуск, привязка к географическому расположению геотермального источника, высокий уровень коррозии оборудования, риск выбросов сероводорода, сложность оценки ресурсов.

В целом геотермальные системы отопления и охлаждения могут обеспечить здания недорогими ресурсами и, как правило, имеют больший срок службы, надежность и устойчивость по сравнению с такими возобновляемыми источниками энергии, как, например, ветер и солнце [9].

Сегодня насчитывается около 400 геотермальных электростанций, состоящих из нескольких блоков/установок, которые в географическом плане распределены весьма неравномерно [13]. Несмотря на то, что количество стран, использующих геотермальную энергию для производства электричества и тепла, пока еще незначительно, совершенно очевидно, что все больше государств стремятся к ее развитию. С 2015 г. к таким странам присоединились: Бельгия, Чили, Хорватия, Гондурас и Венгрия. Кроме того, такие страны, как Аргентина, Австралия, Канада, Китай и другие, продолжают развивать геотермальную энергетику и наращивать мощность электростанций этого типа.

В ГеоЭС источником тепла является геотермальная вода, которая с помощью подъемных насосов поступает в теплообменные аппараты, где передает свое тепло рабочему телу второго контура [14]. На большинстве ГеоЭС в мире используется тепло геотермальной воды с температурой 100–200 °C [15], наименьшая известная температура геотермального источника составляет 74 °C и используется на станции «Chena Hot Springs» с фреоном R134a [16]. Поскольку температура геотермальной воды имеет невысокое значение, то в ОЦР для выработки электроэнергии во втором контуре рабочим телом может выступать ОРТ. Для организации эффективного процесса выработки энергии на ГеоЭС ОРТ должно иметь низкую температуру парообразования при высоком давлении [17], давление конденсации выше атмосферного, хорошую текучесть, низкую вязкость, ма-

лый удельный объем, а также отвечать требованиям экологической, химической безопасности.

Важным направлением в развитии ГеоЭС является внедрение комбинированных бинарных циклов, которые благодаря свойствам ОРТ могут дополнительно вырабатывать электрическую энергию. Благодаря этому мощность повышается на 20–25 %, при использовании одного и того же источника [18].

Разновидности тепловых схем ГеоЭС

В настоящее время известно несколько термодинамических циклов и тепловых схем, реализуемых с использованием геотермальных ресурсов.

ГеоЭС прямого цикла с одностадийным разделением геотермального источника

ГеоЭС, использующие схему одностадийного процесса разделения геотермального источника, нашли наибольшее распространение и получили название «single flash». Термин «single flash» был введен Р. DiPippo и Р. Valdimarsson для определения

одностадийного процесса превращения геотермальной воды во влажный пар при снижении давления на выходе из скважины [19, 20]. В варианте простейшей паровой ГеоЭС (рис. 1) с одностадийным процессом разделения геотермального источника на минеральную воду и водяной пар, который поступает в паровую турбину с одним давлением, цилиндрический сепаратор делит смесь на водяной пар и жидкость.

Тепловая схема (рис. 1) работает следующим образом (на рисунке обозначены римскими цифрами точки на схеме): I–II – извлечение геотермального источника; I–III/V – разделение на водяной пар и минеральную воду; II–III – удаление влаги во влажном паре, достижение сухости пара 99,995 %; III–IV – удаление воды в скважину; II/III/VII–IV – смешение потоков жидкости в скважине; II–V – осушка водяного пара перед подачей в турбину; V–VI – процесс расширения водяного пара в турбине; VI–VII – конденсация водяного пара в конденсаторе.

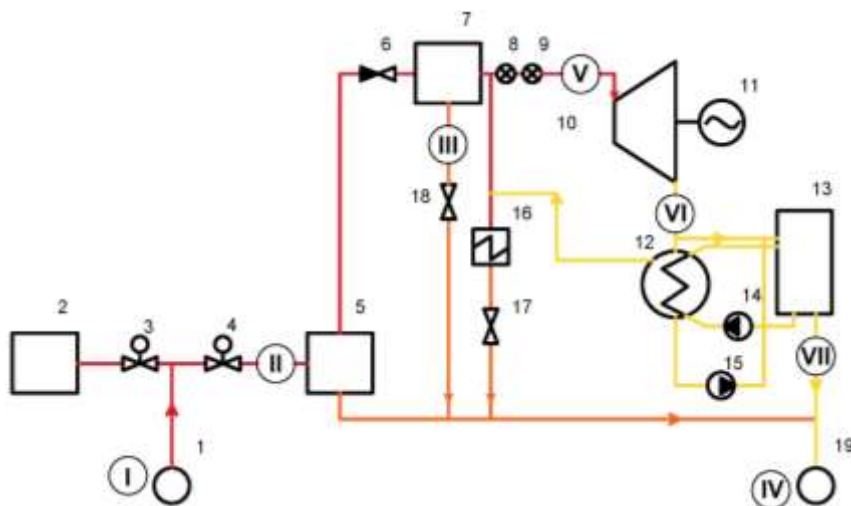


Рис. 1. Схема ГеоЭС с одностадийным разделением геотермального источника [19]: 1, 19 – скважина; 2 – глушитель; 3, 4 – скважинные клапаны; 5 – циклонный сепаратор; 6 – обратный клапан; 7 – отделитель влаги; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – пароструйные эжекторы; 17, 18 – паровые задвижки

Fig. 1. Diagram of the single-flash steam GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – silencer; 3, 4 – well valves; 5 – cyclone separator; 6 – ball check valve; 7 – moisture remover; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – steam jet ejectors; 17, 18 – steam trap; 19 – injection well

Особенностью данной схемы является возможность использования отделенной в сепараторе воды для охлаждения конденсатора, а в качестве недостатков можно отметить необходимость удаления неконденсируемых газов – CO_2 , CH_4 , H_2S . В данной схеме эти газы изолируются и перерабатываются перед подачей в атмосферу. Таким образом, данная станция является источником CO_2 в количестве 0,06 кг/кВт·ч.

ГеоЭС с двухстадийным разделением геотермального источника

Тепловая схема ГеоЭС с двухстадийным процессом разделения геотермального источника на жид-

кость и водяной пар, который поступает на турбину с двумя давлениями, в мировой практике получила название «Double-flash steam GeoPP» (рис. 2). Этот вариант тепловой схемы ГеоЭС на 25 % эффективнее, чем ГеоЭС с одностадийным разделением [19], однако требует больших капитальных и операционных затрат, чем установка с одностадийным разделением водяного пара. Одностадийное и двухстадийное разделение на ГеоЭС можно применять при температуре геотермального источника $>150^\circ\text{C}$, с образованием водяного пара.

ГеоЭС, тепловая схема которой приведена на рис. 2, работает следующим образом: I–II – извлече-

ние геотермального источника, II–III – разделение источника на водяной пар высокого давления и минеральную воду; III–V – удаление влаги во влажном паре высокого давления, достижение сухости пара 99,995 %, прохождение сухого насыщенного пара через стопорно-регулирующие клапаны; II–III – сбор влаги из циклонного сепаратора высокого давления; III–VIII – дросселирование геотермального пара для достижения необходимого давления во втором контуре; VIII–IX – удаление влаги из геотермального па-

ра низкого давления, прохождение через стопорно-регулирующие клапаны; V–VI – расширение водяного пара в турбине; VI–VII – конденсация отработанного в турбине водяного пара, сбор конденсата; VIII–IX – разделение источника на водяной пар низкого давления и минеральную воду; VIII–X – сбор влаги от циклонного сепаратора низкого давления, от влагоотделителя высокого давления, из эжектора конденсатора; VII/X–IV – удаление воды в инъекционную скважину.

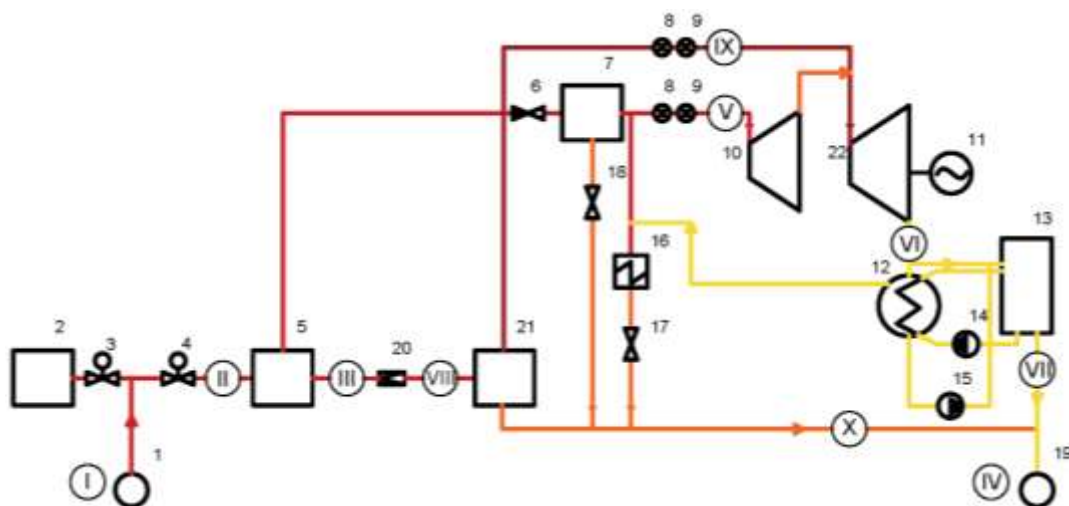


Рис. 2. Схема ГеоЭС с двухстадийным разделением геотермального источника [19]: 1, 19 – скважина; 2 – глушитель; 3, 4 – скважинные клапаны; 5 – циклонный сепаратор высокого давления; 6 – обратный клапан; 7 – отделитель влаги; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина высокого давления; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – пароструйные эжекторы; 17, 18 – паровые задвижки; 20 – дроссельный клапан; 21 – циклонный сепаратор низкого давления; 22 – турбина низкого давления

Рис. 2. Diagram of the double-flash steam GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – silencer; 3, 4 – well valves; 5 – high pressure cyclone; 6 – ball check valve; 7 – moisture remover; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – high pressure turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – steam jet ejectors; 17, 18 – steam tramp; 19 – injection well; 20 – throttle valve; 21 – low pressure cyclone; 22 – low pressure turbine

В данной схеме в ЦСВД идет разделение геотермального источника, добытого из скважины, на водяной пар и минерализованную воду. Водяной пар, пройдя ЦСВД (5), направляется в ОВ (7) для дополнительной осушки, после которой уходит в ЧВД ПТ. Минерализованная вода после ЦСВД (5) проходит стадию дросселирования в ДК (20) и поступает в ЦСНД (21), в котором также происходит разделение на водяной пар и минерализованную воду, но при более низком давлении, чем в ЦСВД. После чего пар поступает в камеру смешения в ЧНД ПТ.

ГеоЭС с прямой подачей сухого пара на турбину

ГеоЭС с подачей сухого насыщенного пара в турбину, представленная схемой на рис. 3, в мировой практике получила название «Dry-steam GeoPP». Эти ГеоЭС применимы в ограниченном числе геотермальных источников на планете и в данный момент располагаются в Уаиракеи (Новая Зеландия), Мацукава (Япония), Камоджанг (Индонезия), Ков Форт (США) [21].

На рис. 3 показаны следующие процессы: I–II – расширение водяного пара в паровой турбине; II–III –

конденсация водяного пара и сбор конденсата для дальнейшей подачи в инъекционную скважину.

ГеоЭС с прямой подачей сухого пара имеют наибольшую эффективность среди всех ГеоЭС из-за высокой энтальпии водяного пара на входе в турбину, однако их применение очень ограничено из-за малого количества геотермальных источников, которые могут производить пар с высокими параметрами.

Бинарная ГеоЭС

В простой бинарной схеме ГеоЭС с замкнутым циклом (рис. 4) реализовано два контура. В первый контур поступает геотермальная вода, которая, пройдя систему удаления примесей, поступает сначала в испаритель, затем в экономайзер и закачивается обратно в породу через скважину. В поверхностных теплообменниках тепло передается к ОРТ.

Бинарные системы ГеоЭС могут использоваться при температурном диапазоне геотермального источника 85–170 °С. При этом верхняя температура ограничена химической стабильностью ОРТ, а нижняя – экономическими соображениями строительства и

эксплуатации энергетического объекта [22]. Второй контур на ОРТ работает по ОЦР, может иметь различные конфигурации с внутренней регенерацией. Для отвода тепла целесообразнее использовать КВО. Такие КВО имеют компактные размеры из-за небольшого удельного объема конденсируемого ОРТ, а также могут служить для увеличения вырабатываемой мощности, а следовательно, повышать эффективность работы ГеоЭС при низких температурах окружающей среды.

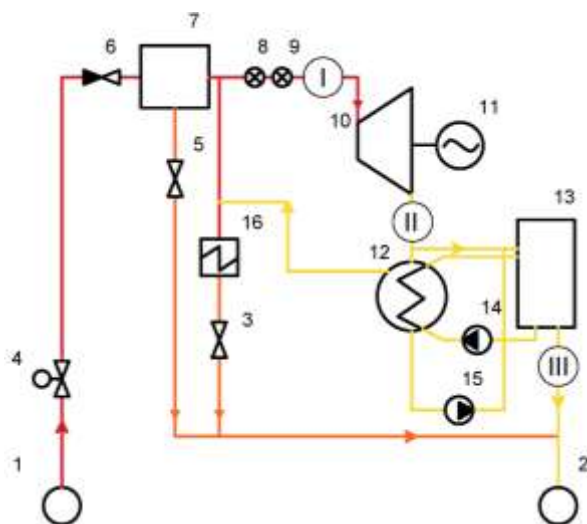


Рис. 3. Схема ГеоЭС с прямой подачей сухого пара на турбину [19]: 1, 2 – скважина; 3, 5 – паровые задвижки; 4 – скважинный клапан; 6 – обратный клапан; 7 – отделитель влаги; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – пароструйные эжекторы

Fig. 3. Diagram of the dry-steam GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – injection well; 3, 5 – ball check valve; 4 – well valves; 6 – ball check valve; 7 – moisture remover; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – steam jet ejectors

В схеме (рис. 4) осуществляются следующие процессы: I–II – расширение парообразного рабочего тела ОЦР в турбине; II–III – конденсация рабочего тела ОЦР в конденсаторе; III–IV – нагрев рабочего тела ОЦР в экономайзере; IV–I – парообразование рабочего тела ОЦР в испарителе.

ГеоЭС данного типа имеет преимущество перед ГеоЭС с одностадийным/двухстадийным разделением, которое состоит в исключении эрозийного и коррозионного износа паровой турбины, так как в качестве рабочего тела применяется ОРТ, которое в проточной части находится в состоянии перегретого/сухого пара. Данная схема имеет высокую эффективность и может использовать геотермальные источники при низкой температуре. Для ГеоЭС с источником <150 °С невозможно реализовать эффективный одноконтурный цикл, поэтому наилучшим решением будет использо-

вание бинарного ОЦР [23]. Для повышения эффективности работы схемы можно организовать внутреннюю регенерацию, в которой тепло перегретого пара после турбины будет передаваться сконденсированному фреону, подаваемому насосом, установленным за КВО.

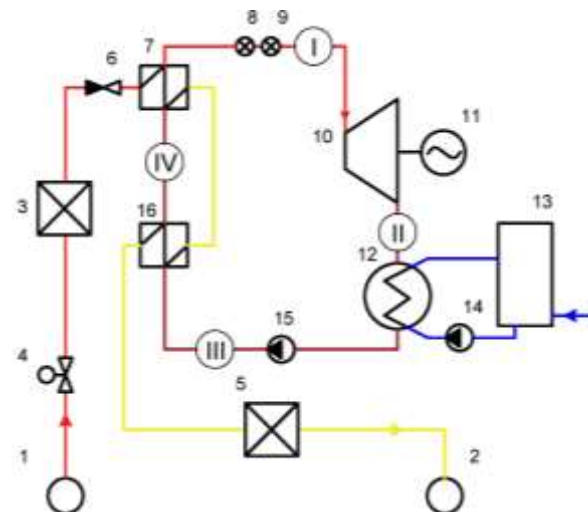


Рис. 4. Бинарная ГеоЭС [19]: 1, 2 – скважина; 3 – фильтр; 4 – скважинный клапан; 5 – финальный фильтр; 6 – обратный клапан; 7 – испаритель; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – подогреватель

Fig. 4. Binary GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – injection well; 3 – filter; 4 – well valves; 5 – final filter; 6 – ball check valve; 7 – evaporator; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – preheater

Возможно выполнение бинарной ГеоЭС в двумя рабочими телами в ОЦР. В этом случае схема выполняется с двумя турбинами, работающими на разных ОРТ. При этом важным фактором для подобной схемы является оптимальный выбор двух рабочих веществ, в результате которого контуры будут работать с максимальной эффективностью. Достоинством данной тепловой схемы является малый расход ОРТ в КВО вследствие чего уменьшаются потери тепла на конденсацию и габариты конденсатора.

Дальнейшее повышение эффективности бинарных ГеоЭС для выработки электроэнергии при температуре на источнике до 150 °С возможно благодаря дополнительному подогреву источника, например, теплом уходящих газов ГТУ, ДВС, солнечным излучением, за счет сжигания биомассы и т. д. [18, 24].

Для повышения эффективности работы ГеоЭС предлагается применять блочно-каскадные комплексы, в которых происходит поэтапное преобразование энергии [25]. В каждом контуре этих комплексов подбирается рабочее тело с оптимальными характеристиками для высокой эффективности преобразования энергии. Выявлено, что при использовании гео-

термального источника энергии с температурой 70 °С для повышения эффективности генерации электроэнергии бинарной ГеоЭС необходимо подбирать рабочее тело с высокой критической температурой.

Численный анализ возможности использования бинарной ГеоЭС для выработки электрической и тепловой энергии с минимальными капитальными затратами при использовании источника, расположенного в Северном Кавказе, с температурой до 180 °С и высокой степенью минерализации показал, что применение сверхкритического ОЦР позволит дополнительно вырабатывать до 32 % электрической энергии, а с помощью теплового насоса для утилизации энергии геотермальной воды с температурой 42 °С, закачиваемой обратно в пласт, можно получить дополнительно 2–3 МВт тепловой энергии [26].

Еще одним вариантом бинарной электростанции для выработки электрической и тепловой энергии является энергоблок, в парогенераторе которого вырабатывается пар фреона, а затем направляется в турбину для генерации электрической энергии. В парогенератор также подводится вода для системы теплоснабжения. При температуре на геотермальном источнике 70–130 °С по результатам численного анализа энергоблок, работающий на фреоне R134a, обладает электрической мощностью 200 кВт и может генерировать в год 6,43 млн кВт·ч тепловой энергии [27]. При этом отмечается, что при создании подобных установок небольшой мощности, использующих низкопотенциальное тепло, невозможно опираться только на термодинамическую эффективность. Учитывая опыт эксплуатации существующих ГеоЭС, необходимо создавать наиболее простую, надежную и работоспособную установку.

Современные научные изыскания направлены на повышение эффективности использования геотермальной энергии. Например, для повышения КПД геотермальной бинарной станции Reno (США), использующей геотермальные источники тепла с температурой 158 °С, оказалось возможным применять промежуточный подогреватель для сетевой воды с температурой 90 °С, обеспечивающей район тепловой энергией [28].

Комбинированные ГеоЭС

Для повышения эффективности бинарной ГеоЭС может осуществляться ее комбинирование с другими циклами. Одним из примеров, подтверждающих эффективность подобного комбинирования, является проект модернизации Мутновской ГеоЭС. Комбинирование паровой и бинарной турбин позволит станции вырабатывать дополнительно 12,8 МВт [29]. При этом суммарная мощность увеличена на 40 % только за счет подключения бинарного цикла и при использовании воздушных конденсаторов для снижения температуры отвода тепла. В настоящее время Мутновская ГеоЭС является самой экономической станцией Камчатки: средний тариф на электроэнергию в два раза меньше, чем в среднем в регионе [30].

Подобным примером эффективности комбинированных циклов является ГеоЭС Kizildere-II с электри-

ческой мощностью 500 кВт, которая была внедрена в Турции в 1974 г. как пилотный проект [31]. На сегодняшний день данная электростанция имеет паровой цикл с тремя давлениями сепарации и бинарный цикл. Общая электрическая мощность данной ГеоЭС составляет 79 МВт [18].

Комбинирование геотермальных источников с СЭС также является одним из вариантов развития энергетических систем. Тепловая и электрическая энергия вырабатывается на ГеоЭС и СЭС, холод генерируется с помощью абсорбционной системы охлаждения, подключенной к ОЦР-турбине, теплый воздух, который поступает после охлаждения солнечных батарей, может идти на сельскохозяйственные нужды [32]. В схеме комбинированной ГеоЭС с электрической и тепловой энергией вырабатывается холод, для этого применяется холодильный цикл, который состоит из процессов сжатия, конденсации, расширения. При этом компрессор установлен на одном валу с ОЦР-турбиной, отбирая у нее часть мощности для холодильного цикла [33, 34].

Кроме того, существуют установки, которые, используя тепло геотермального источника, вырабатывают несколько конечных продуктов: холод, тепловую и электрическую энергию. В этом случае используется каскадная схема передачи тепловой энергии от геотермальной воды: сначала тепло отдается в ОЦР для генерации электрической энергии, после этого в регенераторе передается тепло для холодильного цикла, и затем оставшееся тепло с помощью теплообменника передается в систему отопления. В данной схеме каждый контур генерации холода, тепловой и электрической энергии независим друг от друга напрямую, связь идет посредством температуры геотермальной воды. Для генерации холода используется регенератор, в котором часть остаточного тепла геотермальной воды передается органическому рабочему веществу холодильного цикла [35].

Существует проект схемы геотермальной станции, вырабатывающей электрическую энергию, дистиллированную воду, O_2 и H_2 [36]. Схема имеет три цикла: цикл многостадийной дистилляции (MED-цикл), ОЦР, электролиз для выработки водорода. В результате численного анализа исследователи пришли к выводу, что при температурах геотермальной воды >160 °С и массовом расходе 20–100 кг/с данная схема способна эффективно функционировать с тремя циклами. При этом на станции при генерации электроэнергии снижаются выбросы CO_2 в размере от 2419 до 4274 т/год по отношению к ТЭС, сжигающей традиционное ископаемое топливо. Также станция способна производить опресненную воду, забираемую из океана в размере 0,28–1,5 кг/с и вырабатывать 3,24–16,2 кг/ч H_2 , в зависимости от массового расхода и температуры геотермальной воды.

Сравнение различных типов ГеоЭС

Зависимости удельной стоимости различных типов ГеоЭС от температуры геотермального источника приведены на рис. 5 [37]. ГеоЭС прямого цикла имеют наименьшую стоимость из-за относительной про-

стоты исполнения установки и высокого термического КПД вследствие большей температуры подвода тепла, однако, как отмечалось ранее, их распространение в мире сильно ограничено. Комбинированные ГеоЭС имеют удельную стоимость $2000\div 3200$ \$/кВт при температуре геотермального источника $110\div 210$ °С. Бинарные ГеоЭС имеют наибольшую удельную стоимость, при этом она возрастает при снижении температуры геотермального источника. Это связано со сложностью механизмов и способов преобразования электрической энергии из низкопотенциального геотермального тепла. Такие геотермальные источники являются наиболее распространенными в мире, поэтому, несмотря на их высокую удельную стоимость, данный вид ГеоЭС имеет большие перспективы для дальнейшего развития и внедрения в мировую энергетику.

Средний электрический КПД ГеоЭС в мире составляет ~12 %, что намного ниже, чем в традиционных ТЭС. Кроме того, электрическая мощность ГеоЭС на порядок меньше вырабатываемой мощности на электростанциях, использующих невозобновляемые источники энергии. Также важным параметром для сравнения ГеоЭС между собой является коэффициент мощности, который выражается соотношением фактической производительности станции к

ее потенциальной выработке в проектном режиме. По данным [21] средний коэффициент мощности ГеоЭС прямого цикла с одностадийным разделением 80,1 %, для ГеоЭС прямого цикла с двухстадийным разделением 91,5 %, для бинарной ГеоЭС 92,7 %.

В табл. 1 приведены основные рассмотренные виды станций и примеры их эксплуатации в мире.

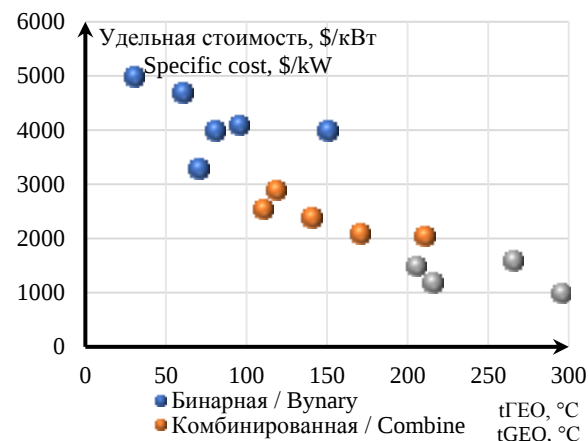


Рис. 5. Стоимость установленной электрической мощности 1 кВт ГеоЭС [37]

Fig. 5. Cost of the installed electric power of 1 kW GeoPP [37]

Таблица 1. Виды и назначение ГеоЭС в мире [21]

Table 1. Types and purpose of GeoPP in the world [21]

Тип схемы ГеоЭС Type of GeoPP diagram	Назначение Purpose	Температура геотермального источника Temperature of the geothermal source	Рабочее тело Working fluid	Примеры действующих станций Examples of current stations
С подачей сухого пара на турбину Supply of dry-steam on turbine	Выработка ЭЭ/ТЭ EE/TE generation	110÷170 °C	Водяной пар Water steam	Pauzhetka, Kizildere, Akita, Iwate, Verkhne-Mutnovsky, Mutnovsky, Onikobe, Ahuahapan, Miravalles, Otake, Cerro Prieto, Svartsengi, Nesjavellir, Tokyo (Hachijyojima), Wayang Windu, Suginoi, Fukushima (Yanaizu-Nishiyama), Los Humeros
С одностадийным разделением Single-flash steam			Вода/водяной пар Water/water steam	Nevada (Brady Hot Springs, Beowawe), Cerro Prieto, Bouillante, Mori, Kyushu, Hachobaru 2, Banahaw, Tongonan, Mindanao 2, Krafla, Heber, Coso, Salton Sea, Hellisheidi, Kawerau, Ohaaki, Hachobaru
С двухстадийным разделением Double-flash steam		120÷150 °C		
Бинарная Binary	Выработка ЭЭ EE generation	85÷170 °C	Вода (водяной пар)/OPT Water (water steam)/OWF	Alaska (Chena Hot Springs), Wyoming-Casper (Rmotc-Ghcg), Neustadt-Glew, Nevada (Wabuska), Australia (Altheim, Blumau), California-Honey Lak (Wineagle), China (Nagqu), Thailand (Fang), Germany (Unter-Haching, Landau), New-Zealand (Ngawha, Te Huka), Philippines (Nakiling-Banahaw), Portugal (Ribeira Grabde), Japan (Oita), Mexico (Los Azufres), Nicaragua (Momotombo), France (Soultz-sous-Forets), Turkey (Salavatli)

Из табл. 1 видно, что на большинстве ГеоЭС в мире для преобразования в электрическую энергию используется водяной пар, получаемый из геотермальной воды, извлекаемой из скважины с температурой от 110 до 170 °С, при этом используются следующие схемы: с прямой подачей сухого пара, с одностадийным и двухстадийным разделением. Недостатком таких схем является установка дорогостоящих и сложных в эксплуатации систем очистки и подготовки водяного пара для паротурбинной установки. Кроме того, температура

отвода тепла от контура, работающего на водяном паре, ограничена 0 °С, поэтому такого типа ГеоЭС в условиях холодных регионов планеты не могут осуществлять конденсацию водяного пара в конденсаторе воздушного охлаждения. Таким образом, данные станции будут зависеть от источника охлаждения – искусственных прудов с градирнями, либо от естественных рек и водоемов. Более того, конденсатор водяного пара должен оснащаться вспомогательными системами отвода паровоздушной смеси.

Поскольку в бинарной ГеоЭС нижний контур замкнут и ОЦР использует ОРТ, то вышеприведенные недостатки отсутствуют. Как показано в табл. 1, на сегодняшний день в мире накоплен большой положительный опыт эксплуатации данных станций при температуре геотермального источника от 85 до 170 °С. В бинарных ГеоЭС отсутствует необходимость в отделении водяного пара, его очистке и установке промежуточных сепараторов, так как большинство фреонов переходят в газообразное состояние при давлении выше 0,5 МПа и температуре >70 °С.

ОЦР для бинарной ГеоЭС

ОЦР не отличается от традиционного парового цикла, что, в свою очередь, позволяет при незначительных модификациях отдельных элементов тепловой схемы применять хладагенты в качестве рабочего тела [38]. Основное отличие данных циклов состоит в том, что фреон имеет более низкую температуру кипения, поэтому ОЦР можно использовать для утилизации средне- и низкотемпературных источников тепла. Энергоблоки с ОЦР совместно с тепловым насосом могут являться эффективным способом для выработки электрической и тепловой энергии [39].

ОЦР при использовании одного рабочего тела имеет два вида [40]:

- подкритический цикл Ренкина, работает при давлении ниже критического. Эффективность данного цикла находится в значительной зависимости от начальной и конечной температуры. Наибольший термический КПД данного цикла достигает 40 %;
- критический/сверхкритический ОЦР, работает с фреонами, которые имеют низкие значения температуры кипения и критической температуры, наиболее распространенные и подходящие для этого цикла – это R245fa, R227ea, R134a [41].

Системы выработки электрической энергии на базе ОЦР имеют перспективы для применения в нетрадиционной энергетике на базе потребления геотермальных источников тепла [42, 43]. Энергетические установки, в схемах которых применяется ОЦР, получили свое распространение благодаря таким компаниям, как Turboden PureCycle (США), ORMAT (США), Tri-o-Gen (Нидерланды), Electrathem (США), GMK-Bosch KWK (Германия), GE Clean Cycle (США), Cryostar (Франция) [44].

Основными преимуществами ОЦР по сравнению с термодинамическими циклами Калины, Стирлинга и Брайтона, является его относительная простота в адаптации и применении, а также небольшая стоимость обслуживания. При этом отмечается возможность адаптации ОЦР к различным параметрам и условиям работы в широком диапазоне рабочих параметров [45]. Например, при сравнении термодинамических циклов ОЦР и Калины для бинарной ГеоЭС при одинаковых параметрах (средняя температура 140 °С, давление 0,6 МПа и расход 70 л/с при подключенном насосе; рабочее тело в бинарном цикле –

изопентан) выявлено, что термический КПД ОЦР выше, чем у цикла Калины, – 13,5 % против 12,8 %, установленная электрическая мощность при этом будет составлять 2,23 и 2,10 МВт соответственно [46].

Одна из методик выбора ОЦР учитывает особенности источника низкопотенциальной энергии и типа ОРТ [47]. Основные производители геотермальных установок на базе ОЦР для выработки ЭЭ в диапазоне от 50 кВт до 5 МВт и при температурах источника от 90 до 350 °С применяют радиальные и осевые турбины. Осевые турбины рекомендуются к применению для большого массового расхода фреонов и малого перепада давлений, радиальные нашли наилучшее применение при малых расходах и большом перепаде давлений на входе/выходе. Для маломощных систем генерации электрической энергии (<50 кВт) предпочтительно использовать детандеры (объемные расширители), т. к. они имеют меньшую стоимость и частоту вращения ротора, чем паровые турбины [48].

К настоящему времени разработано и используется большое количество конфигураций ОЦР, среди схем которых наиболее распространенными являются приведенные на рис. 6 [49, 50].

Сравнительный анализ тепловых схем ОЦР при разных температурах источника свидетельствует, что при температуре на источнике до 200 °С одноступенчатая схема с паровой турбиной будет обладать наибольшей эффективностью. Для более высокой температуры целесообразнее использовать каскадную схему, в которой в верхнем цикле применяется винтовой расширитель либо паровая турбина на ОРТ, а в нижнем – только турбина [51].

Параметры ГеоЭС с ОЦР крупных мировых производителей приведены в табл. 2 [52].

Таблица 2. Крупные ГеоЭС с ОЦР [52]

Table 2. Large GeoPP with ORC [52]

Область применения ОЦР Scope of the ORC	Производитель Manufacturer	Единичная мощность блока, МВт Single power of the power unit, MW	Температура источника, °С Source temperature, °C
Геотермальная энергетика Geothermal energy	ORMAT (США/USA)	0,2÷70	150÷300
	Turboden (Италия/Italy)	0,2÷2	100÷300
	GMK (Германия/Germany)	0,05÷5	120÷350
	Turboden PureCycle (США/USA)	0,28	100÷150
	Cryostar (Франция/France)	0,075÷20	100÷400

В табл. 3 представлены данные по применяемым и рекомендованным ОРТ в ОЦР для геотермальных станций.

Графическое сравнение процессов расширения для цикла Ренкина насыщенного водяного пара и для ОЦР R245fa в TS-координатах приведено на рис. 7.

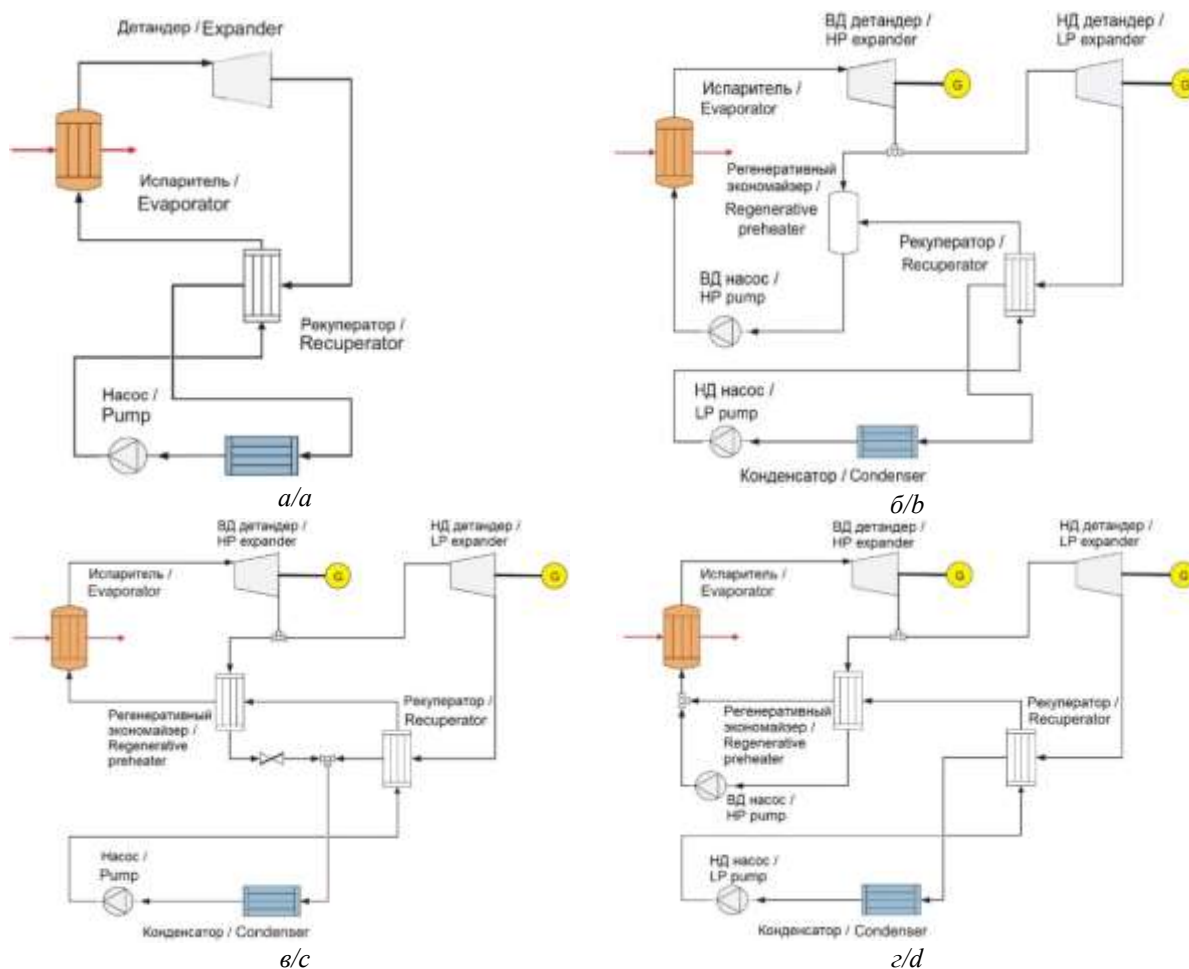


Рис. 6. Наиболее распространенные ОЦР [49, 50]: а) стандартный цикл (С-ОЦР); б) открытый регенеративный цикл О-ОЦР; в) закрытый регенеративный ОЦР (ЗР-ОЦР); г) ОЦР с закрытым приводом конденсационной циркуляции ЗП-ОЦР

Fig. 6. The most common ORC [49, 50]: а) standard ORC (S-ORC); б) open preheater regenerative ORC (O-ORC); в) closed preheater regenerative ORC with backwards bleed condensate circulation (CB-ORC); д) closed preheater regenerative ORC with forward bleed condensate circulation (CF-ORC)

Таблица 3. Результаты исследований ОРТ, применяемых в ОЦР ГеоЭС

Table 3. Research results for used ORC in the ORC GeoPP

Температура пара в испарителе, °С Steam temperature in the evaporator, °C	Температура конденсации, °С Condensation temperature, °C	Применяемые вещества Applied substances	Рекомендованные к применению вещества Recommended for the use of a substance	Источник Source
70–90	30	Ammonia, n-Pentane, R123, PF5050	Ammonia	[53]
100	30	Alkane, R134a, R600, R245fa	R134a, R245e, R600, R245fa, R245ca, R601	[54]
80–115	25	Propylene, R227ea, RC318, R236fa, isobutene, R245fa	пропилен, R227ea, R245fa	[55]
100–210	25	Water, ammonia, butane, isobutane, R11, R123, R141b, R236ea, R245ca, R113	R236ea, R245fa	[56]

Как видно из рис. 7, для ОЦР, работающего на фреоне R245fa, требуется значительно меньшее количество теплоты для парообразования (процесс 3-1) по отношению к циклу, работающему на водяном паре (процесс 3ws-1ws) [57]. Для ОЦР производимая работа (процесс 1-2) больше, чем для цикла с водяным паром (процесс 1ws-2ws), так как для ОЦР бинарной ГеоЭС в условиях суровых северных регионов применяется КВО, позволяющий осуществить отвод тепла в цикле для фреона R245fa при значительно более низкой тем-

пературе (например, -10°C), таким образом увеличивается вырабатываемая электрическая энергия без снижения надежности оборудования [58]. Благодаря положительному наклону линии насыщения для фреона R245fa ($dT/dS > 0$) после процесса расширения он находится в перегретом состоянии, поэтому потери от влажности в проточной части отсутствуют. В то время как для водяного пара $dT/dS < 0$, поэтому эффективность расширения фреона в проточной части выше по сравнению с влажным водяным паром.

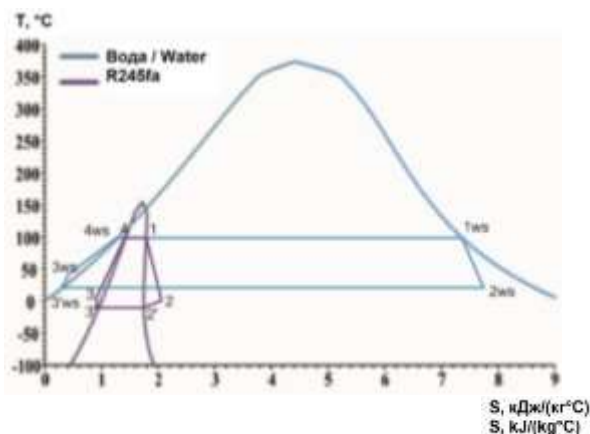


Рис. 7. Термодинамический процесс расширения сухого насыщенного водяного пара и фреона R245fa при начальной температуре 100 °C в TS-диаграмме: 1–2 – процесс расширения пара фреона в турбоустановке; 2–2' – отвод тепла в регенераторе; 2'–3' – конденсация фреона в конденсаторе воздушного охлаждения при –10 °C; 3'–3 – процесс в конденсатном насосе; 3–4 – подвод тепла к фреону в экономайзере; 4–1 – подвод тепла к фреону в испарителе; 1ws–2ws – расширение водяного пара в турбине; 2ws–3'ws – конденсация в конденсаторе при 20 °C; 3'ws–3ws – процесс в конденсатном насосе; 3ws–4ws – подвод тепла к воде в экономайзере; 4ws–1ws – процесс парообразования воды в испарителе

Fig. 7. Thermodynamic process of expansion of dry saturated water steam and freon R245fa at initial temperature of 100 °C in the TS-diagram: 1–2 – expanding freon vapor in a turbine; 2–2' – heat removal in the regenerator; 2'–3' – freon condensation in the air cooling condenser at temperature –10 °C; 3'–3 – condensate process; 3–4 – heat supply to freon in the economizer; 4–1 – heat supply to freon in the evaporator; 1ws–2ws – water steam expansion in the turbine; 2ws–3'ws – condensation in the condenser at 20 °C; 3'ws–3ws – process in condensate water pump; 3ws–4ws – heat supply to water in economizer; 4ws–1ws – water steaming in the evaporator

Заключение

Обоснована перспективность развития и реализации ГеоЭС. Описаны виды и назначение геотермальных электрических станций, а также их схемы, получившие наибольшее распространение: с одностадийным разделением геотермального источника, с двухстадийным разделением геотермального источника, с прямой подачей сухого пара на турбину, бинарные и комбинированные, выполнено их сравнение.

Представлены результаты исследований рабочих тел, применяемых в органических циклах Ренкина для ГеоЭС. Установлено, что при среднетемпературном подводе теплоты на большинстве ГеоЭС в мире для преобразования в электрическую энергию используется водяной пар, получаемый из геотермальной воды, извлекаемой из скважины с температурой от 110 до 170 °C. Недостатком подобных схем является установка дорогостоящих и сложных в эксплуатации систем очистки и подготовки водяного пара для паротурбинной установки. Кроме того, температура отвода тепла от контура, работающего на водяном паре, ограничена 0 °C, поэтому такого типа ГеоЭС в условиях холодных регионов планеты не могут осуществлять конденсацию водяного пара в конденсаторе воздушного охлаждения. Таким образом, данные станции будут зависеть от источника охлаждения – искусственных прудов с градирнями, либо от естественных рек и водоемов. Более того, конденсатор водяного пара должен оснащаться вспомогательными системами отвода паровоздушной смеси из объема камеры. Поскольку в бинарной ГеоЭС нижний контур замкнут и используются органические рабочие тела, вышеприведенные недостатки отсутствуют, и ГеоЭС могут быть реализованы при температуре геотермального источника от 85 до 170 °C.

Работа выполнена при финансовой поддержке программы Приоритет-2030-ННП/ЭБ-046-1308-2022.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Solaun K., Cerdá E. Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2019. – V. 116. – № 109415.
- Development of renewable energy sources in the European Union in the context of sustainable development policy / P. Bórawski, R. Wyszomierski, A. Beldycka-Bórawska, B. Mickiewicz, B. Kalinowska, J.W. Dunn, T. Rokicki // Energies. – 2022. – № 15. – 1545.
- Zahedi R., Zahedi A., Ahmadi A. Strategic Study for Renewable Energy Policy, Optimizations and Sustainability in Iran // Sustainability. – 2022. – V. 14 (4). – № 2418.
- Statistics | Eurostat. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/hrg_ind_ren/default/table?lang=en (дата обращения: 05.07.2022).
- Stober I., Bucher K. Geothermal energy. 2nd ed. – Cham: Springer International Publ., 2021. – 390 p.
- A comprehensive study of geothermal heating and cooling systems / M. Soltani, M.F. Kashkooli, A. Dehghani-Sani, A. Kazemi, N. Bordbar, M. Farshchi, M. Elmi, K. Gharali, B.M. Dusseault // Sustainable Cities and Society. – 2019. – V. 44. – P. 793–818.
- Yau Y.H., Hasbi S. A review of climate change impacts on commercial buildings and their technical services in the tropics // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2013. – V. 18. – P. 430–441.
- IEA – International Energy Agency. URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-balances-2018-overview> (дата обращения: 05.07.2022).
- Dincer I., Acar C. A review on clean energy solutions for better sustainability // International Journal of Energy Research. – 2015. V. – 39. – № 5. – P. 585–606.
- Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – V. 39. – P. 748–764.
- Thorsteinsson H.H., Tester J.W. Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States // Energy Policy. – 2010. – V. 38. – № 2. – P. 803–813.
- Котеленко С.В., Сабирова Ю.Р. Геотермальные ресурсы и геотермальные электростанции // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2019. – № 11. – С. 220–225.
- Global Geothermal Power Plant Map | ThinkGeoEnergy – Geothermal Energy News. URL: <https://www.thinkgeoenergy.com/map/> (дата обращения: 29.07.2022).
- Дмитренко А.В., Колпаков М.И. Анализ состояния вопроса утилизации низкопотенциальных энергетических ресурсов на объектах малой энергетики // Мир транспорта. – 2021. – Вып. 93. – № 2. – С. 100–106.

15. Hærvig J., Sørensen K., Condra T.J. Guidelines for optimal selection of working fluid for an organic Rankine cycle in relation to waste heat recovery // *Energy*. – 2016. – V. 96. – P. 592–602.
16. Understanding the Chena Hot Springs, Alaska, geothermal system using temperature and pressure data from exploration boreholes / K. Erkan, G. Holdmann, W. Benoit, D. Blackwell // *Geothermics*. – 2008. – V. 37. – № 6. – P. 565–585.
17. Шифрин Б.А., Перов В.Б., Толкачев В.М. Варианты турбогенератора утилизационного теплоэнергетического комплекса на базе низкокипящего рабочего тела // *Теплоэнергетика*. – 2021. – № 7. – С. 26–34.
18. Томаров Г.В., Шипков А.А. Геотермальная комбинированная бинарная электростанция с системой перегрева пара вторичного вскипания: выбор оптимальных рабочих тел // *Теплоэнергетика*. – 2019. – № 11. – С. 63–71.
19. DiPippo R. *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*. 3rd ed. – Kidlington, Oxford: Elsevier Ltd, 2012. – 600 p.
20. DiPippo R. Combined and hybrid geothermal power systems // *Geothermal Power Generation*. – 2016. – P. 391–420. DOI: 10.1016/B978-0-08-100337-4.00014-0.
21. Zarrouk S.J., Moon H. Efficiency of geothermal power plants: a worldwide review // *Geothermics*. – 2014. – V. 51. – P. 142–153.
22. Dickson M.H., Fanelli M. *Geothermal energy: utilization and technology*. – London: Taylor and Francis, 2013. – 206 p.
23. Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – A review of various applications / B.F. Tchanche, G. Lambrinos, A. Frangoudakis, G. Papadakis // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2011. – V. 15. – № 8. – P. 3963–3979.
24. DiPippo R. Advanced geothermal energy conversion systems // *Geothermal Power Plants*. – 2016. – P. 241–289. DOI: 10.1016/B978-0-08-100879-9.00009-4.
25. Томаров Г.В., Шипков А.А., Сорокина Е.В. Выбор рабочего тела для бинарных установок на предельно низкотемпературном теплоносителе // *Теплоэнергетика*. – 2016. – № 12. – С. 59–67.
26. Джаватов Д.К., Азизов А.А. Повышение энергетической эффективности бинарной ГеоЭС (на примере Кумухского месторождения) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332 – № 9. – С. 178–186.
27. Огуречников Л.А. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в низкотемпературной бинарной электростанции // *Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология*. – 2007. – Вып. 49. – № 5. – С. 68–72.
28. Kanoglu M., Bolatturk A. Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by exergy // *Renew. Energy*. – 2008. – V. 33. – № 11. – P. 2366–2374.
29. Повышение эффективности использования геотермальных ресурсов на основе применения комбинированного энергоблока с бинарной установкой на сбросном секрете Мутновской ГЕОЭС / Г.В. Томаров, А.А. Шипков, А.И. Никольский, В.Н. Семенов // *Теплоэнергетика*. – 2016. – № 6. – С. 31–35.
30. Бутузов В.А., Томаров Г.В. Геотермальная энергетика Камчатки // *Теплоэнергетика*. – 2020. – № 11. – С. 50–63.
31. Macchi E., Astolfi M. *Organic Rankine Cycle (ORC) power systems: technologies and applications*. – Duxford: Elsevier Inc., 2016. – 698 p.
32. Bicer Y., Dincer I. Analysis and performance evaluation of a renewable energy based multigeneration system // *Energy*. – 2016. – V. 94. – P. 623–632.
33. Thermodynamic analysis of a Kalina-based combined cooling and power cycle driven by low-grade heat source / L. Cao, J. Wang, H. Wang, P. Zhao, Y. Dai // *Appl. Therm. Eng.* – 2017. – V. 111. – P. 8–19.
34. Thermodynamic and thermoeconomic analysis and optimization of a novel combined cooling and power (CCP) cycle by integrating of ejector refrigeration and Kalina cycles / H. Ghaebi, T. Parikhani, H. Rostamzadeh, B. Farhang // *Energy*. – 2017. – V. 139. – P. 262–276. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.154.
35. Zare V. A comparative thermodynamic analysis of two tri-generation systems utilizing low-grade geothermal energy // *Energy Convers. Manag.* – 2016. – V. 118. – P. 264–274.
36. Thermoeconomic analysis and optimization of a geothermal-driven multi-generation system producing power, freshwater, and hydrogen / M. Hekmatshoar, M. Deymi-Dashtebayaz, M. Gholizadeh, D. Dadpour, M. Delpisheh // *Energy*. – 2022. – V. 247. № 123434.
37. Томаров Г.В. Геотермальная энергетика: технологии и оборудование // *Сантехника, Отопление, Кондиционирование*. – 2017. – Вып. 187. – № 7. – С. 68–71.
38. Артеменко С.В. Фторированные эфиры – рабочие тела для низкотемпературного цикла Ренкина на органических веществах // *Проблемы региональной энергетики*. – 2014. – Вып. 26. – № 3. – С. 22–30.
39. A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation / F. Véléz, J.J. Segovia, M.C. Martín, G. Antolín, F. Chejne, A. Quijano // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2012. – V. 16. – № 6. – P. 4175–4189.
40. Влияние рабочих параметров на производительность нового сочетания органического цикла Ренкина и парокомпрессионного цикла в режиме теплофикации / N. Toujani, N. Bouaziz, M. Chrigui, L. Kairouani // *Теплоэнергетика*. – 2020. – № 9. – С. 85–98.
41. Karellas S., Schuster A., Leontaritis A.D. Influence of supercritical ORC parameters on plate heat exchanger design // *Appl. Therm. Eng.* – 2012. – V. 33–34. – № 1. – С. 70–76.
42. Белов Г.В., Дорохова М.А. Органический цикл Ренкина и его применение в альтернативной энергетике // *Наука и образовательное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана*. – 2014. – № 2. – С. 99–124.
43. Гафуров А.М. Перспективные области применения энергетических установок на низкокипящих рабочих телах // *Вестник Казанского государственного энергетического университета*. – 2015. – Вып. 25. – № 1. – С. 93–98.
44. Дмитренко А.В., Винокурова О.Г., Колосова М.А. Модернизация энергетических комплексов железнодорожных станций и возможности использования низкотемпературной теплоты на основе органического цикла Ренкина // *Наука и техника транспорта*. – 2017. – № 3. – С. 39–45.
45. Таубалдиев А.А. Эффективность органического цикла Ренкина // *Eur. Sci. Conf.: Материалы XXV Международной научно-практической конференции*. – Пенза, 2021. – С. 24–27.
46. Guzović Z., Majcen B., Cvetković S. Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia from medium-temperature geothermal sources // *Appl. Energy*. – 2012. – V. 98. – P. 404–414.
47. Карабарин Д.И., Михайленко С.А. Особенности проектирования установок органического цикла Ренкина // *Журнал Сибирского федерального университета. Серия Техника и технологии*. – 2019. – V. 12. – № 6. – С. 733–745.
48. Lemort V., Declaye S., Quoilin S. Experimental characterization of a hermetic scroll expander for use in a micro-scale Rankine cycle // *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy*. – 2012. – V. 226. – № 1. – P. 126–136.
49. Braimakis K., Karellas S. Energetic optimization of regenerative Organic Rankine Cycle (ORC) configurations // *Energy Convers. Manag.* – 2018. – V. 159. – P. 353–370.
50. Zare V. A comparative exergoeconomic analysis of different ORC configurations for binary geothermal power plants // *Energy Convers. Manag.* – 2015. – V. 105. – P. 127–138.
51. Уайт М.Т., Рид М.Д., Сайма А.И. Сравнение одноступенчатых и каскадных систем органического цикла Ренкина с учетом влияния степени объемного расширения на эффективность детандера // *Омский научный вестник. Серия Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение*. – 2020. – Вып. 4. – № 3. – С. 90–100.
52. Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems / V. Quoilin, S. Broek, M.V.D. Declaye, S. Dewallef, P. Lemort // *Renew. Sustain. Energy Rev.* – 2013. – V. 22. – P. 168–186.
53. Optimum design criteria for an Organic Rankine cycle using low-temperature geothermal heat sources / H.D. Madhawa Hettiarachchi, M. Golubovic, W.M. Worek, Y. Ikegami // *Energy*. – 2007. – V. 32. – № 9. – P. 1698–1706.
54. Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles / B. Saleh, G. Koglbauer, M. Wendland, J. Fischer // *Energy*. – 2007. – V. 32. – № 7. – P. 1210–1221.

55. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W. Comparative analysis of natural and synthetic refrigerants in application to low temperature Clausius-Rankine cycle // *Energy*. – 2007. – V. 32. – № 4. – P. 344–352.
56. Dai Y., Wang J., Gao L. Parametric optimization and comparative study of organic Rankine cycle (ORC) for low grade waste heat recovery // *Energy Convers. Manag.* – 2009. – V. 50. – № 3. – P. 576–582.
57. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A. Thermal efficiency of three-cycle utilization-type steam-gas units // *Power Technology and Engineering Scientific Journal*. – 2015. – V. 48. – № 6. – P. 459–463.
58. Галашов Н.Н., Цибульский С.А. Параметрический анализ схемы парогазовой установки с комбинацией трех циклов для повышения КПД при работе в северных газодобывающих районах // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – V. 330. – № 5. – С. 44–55.

Поступила: 21.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 10.04.2023 г.

Информация об авторах

Янковский С.А., кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Лавриненко С.В., кандидат педагогических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Цибульский С.А., кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Янковская Н.С., инженер, Центр коллективного пользования «Физико-химические методы анализа» Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Гамов Д.Л., начальник производственно-сервисного отдела Национального исследовательского Томского политехнического университета.

CYCLE DIAGRAM OF GEOTHERMAL ENERGY

Stanislav A. Yankovsky¹,
jankovsky@tpu.ru

Sergey V. Lavrinenko¹,
lavrinenko@tpu.ru

Svyatoslav A. Tsibulskiy¹,
stzibulsky@tpu.ru

Natalia S. Yankovskaya¹,
nsy4@tpu.ru

Denis L. Gamov¹,
gdl4@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to develop alternative and environmentally friendly energy sources in conditions of global warming. The development of geothermal energy will make it possible to produce thermal and electric energy without emissions of CO₂ into the environment and reduce the dependence of the energy sector on hydrocarbon raw materials.

The main aim of this study is a comprehensive analysis of the features of geothermal power plants, including the existing technologies for converting geothermal energy to provide consumers of electric and thermal energy.

Objects: diagrams of geothermal power plants operating in different geographical and climatic conditions, as well as their working fluids.

Methods: analytical review of thematic publications using the materials of the databases of the RSCI, Scopus and Web of Science, a comparative analysis of the effectiveness of geothermal power plants for various indicators.

Results. Currently, there are about 400 geothermal power plants in the world. The active development of geothermal energy is caused by environmental friendliness, low cost of energy produced, minimal operating costs, lack of dependence on atmospheric influences, and the absence of the need to burn fuel, etc. At the same time, most of the world's geothermal power plants use the energy of a geothermal source with a water temperature of 100–200 °C. Among the main thermodynamic cycles and thermal schemes implemented, it is possible to single out direct cycle geothermal power plants with one-stage and two-stage separation of a geothermal source, with direct supply of dry steam to the turbine, binary and combined versions. The analysis shows that direct cycle geothermal power plants have the lowest cost of installed electrical power due to the relative simplicity and high thermal efficiency, but require high parameters of a geothermal source. On the other hand, binary geothermal power plants have the highest unit cost, but can be implemented on geothermal sources with relatively low water parameters, which was the main reason for their greatest spread in the world. At the same time, the implementation of a binary geothermal power plant with a Organic Rankine cycle has a number of advantages compared to the thermodynamic cycles of Kalina, Stirling and Brighton, among which the main ones are relative ease of adaptation and application, as well as low maintenance costs.

Key words:

renewable energy sources, geothermal energy, reduction in CO₂ emissions, geothermal power plants, thermal diagram.

The work was supported by the program Priority-2030-NIP/EB-046-1308-2022.

REFERENCES

1. Solaun K., Cerdá E. Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, vol. 116, no. 109415.
2. Bórawski P., Wyszomierski R., Beldycka-Bórawska A., Mickiewicz B., Kalinowska B., Dunn J.W., Rokicki T. Development of renewable energy sources in the European Union in the context of sustainable development policy. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 1545.
3. Zahedi R., Zahedi A., Ahmadi A. Strategic study for renewable energy policy, optimizations and sustainability in Iran. *Sustainability (Switzerland)*, 2022, vol. 14 (4), no. 2418.
4. *Statistics | Eurostat*. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en (accessed 5 July 2022).
5. Stober I., Bucher K. *Geothermal Energy*. 2nd ed. Cham, Springer International Publ., 2021. 390 p.
6. Soltani M., Kashkooli M.F., Dehghani-Sanij A., Kazemi A., Bordbar N., Farshchi M., Elmi M., Gharali K., Dusseault B.M. A comprehensive study of geothermal heating and cooling systems. *Sustainable Cities and Society*, 2019, vol. 44, pp. 793–818.
7. Yau Y.H., Hasbi S. A review of climate change impacts on commercial buildings and their technical services in the tropics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 18, pp. 430–441.
8. *IEA – International Energy Agency*. Available at: <https://webstore.iea.org/world-energy-balances-2018-overview> (accessed 5 July 2022).
9. Dincer I., Acar C. A review on clean energy solutions for better sustainability. *International Journal of Energy Research*, 2015, vol. 39, no. 5, pp. 585–606.
10. Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 39, pp. 748–764.
11. Thorsteinsson H.H., Tester J.W. Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States. *Energy Policy*, 2010, vol. 38, no. 2, pp. 803–813.
12. Kotelenko S.V., Sabirova Yu.R. Geothermal resources and geothermal power stations. *Izvestiya Tula State University. Technical sciences*, 2019, no. 11, pp. 220–225. In Rus.

13. *Global Geothermal Power Plant Map | ThinkGeoEnergy – Geo-thermal Energy News*. Available at: <https://www.thinkgeoenergy.com/map/> (accessed 5 July 2022).
14. Dmitrenko A.V., Kolpakov M.I. Analysis of the state of the issue of utilization of low-potential energy resources at small power facilities. *World of Transport*, 2021, vol. 93, no. 2, pp. 100–106. In Rus.
15. Hærvig J., Sørensen K., Condra T.J. Guidelines for optimal selection of working fluid for an organic Rankine cycle in relation to waste heat recovery. *Energy*, 2016, vol. 96, pp. 592–602.
16. Erkan K., Holdmann G., Benoit W., Blackwell D. Understanding the Chena Hot Springs, Alaska, geothermal system using temperature and pressure data from exploration boreholes. *Geothermics*, 2008, vol. 37, no. 6, pp. 565–585.
17. Shifrin B.A., Perov V.B., Tolkachev V.M. Variants of a turbogenerator of a utilization heat and power complex based on a low-boiling working fluid. *Teploenergetika*, 2021, no. 7, pp. 26–34. In Rus.
18. Tomarov G.V., Shipkov A.A. Geothermal combined binary power plant with flash steam superheating system: choice of optimal working fluids. *Teploenergetika*, 2019, no. 11, pp. 63–71. In Rus.
19. DiPippo R. *Geothermal Power Plants : principles, applications, case studies, and environmental impact*. 3rd ed. Kidlington, Oxford, Elsevier Ltd, 2012. 600 p.
20. DiPippo R. Combined and hybrid geothermal power systems. *Geothermal Power Generation*, 2016, pp. 391–420. DOI: 10.1016/B978-0-08-100337-4.00014-0.
21. Zarrouk S.J., Moon H. Efficiency of geothermal power plants: a worldwide review. *Geothermics*, 2014, vol. 51, pp. 142–153.
22. Dickson M.H., Fanelli M. *Geothermal energy: utilization and technology*. London, Taylor and Francis, 2013. 206 p.
23. Tchanche B.F., Lambrinos G., Frangoudakis A., Papadakis G. Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – a review of various applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, no. 8, pp. 3963–3979.
24. DiPippo R. Advanced geothermal energy conversion systems. *Geothermal Power Plants*, 2016, pp. 241–289. DOI: 10.1016/b978-0-08-100879-9.00009-4.
25. Tomarov G.V., Shipkov A.A., Sorokina E.V. Choosing the optimal working fluid for binary installations on an extremely low-temperature coolant. *Teploenergetika*, 2016, no. 12, pp. 59–67. In Rus.
26. Javatov D.K., Azizov A.A. Increasing the energy efficiency of a binary geo-electric power station (on the example of the kumukh deposit). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 178–186. In Rus.
27. Ogurechnikov L.A. Combined generation of electric and thermal energy in a low-temperature binary power plant. *International Scientific Journal Alternative Energy and Ecology*, 2007, vol. 49, no. 5, pp. 68–72. In Rus.
28. Kanoglu M., Bolatturk A. Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by exergy. *Renew. Energy*, 2008, vol. 33, no. 11, pp. 2366–2374.
29. Tomarov G.V., Shipkov A.A., Nikolsky A.I., Semenov V.N. Improving the efficiency of the use of geothermal resources based on the use of a combined power unit with a binary installation on the discharge separator of the Mutnovskaya GEOESP. *Teploenergetika*, 2016, no. 6, pp. 31–35. In Rus.
30. Butuzov V.A., Tomarov G.V. Geothermal energy of Kamchatka. *Thermal power engineering*, 2020, no. 11, pp. 50–63. In Rus.
31. Macchi E., Astolfi M. *Organic Rankine Cycle (ORC) power systems: technologies and applications*. Duxford, Elsevier Inc., 2016. 698 p.
32. Bicer Y., Dincer I. Analysis and performance evaluation of a renewable energy based multigeneration system. *Energy*, 2016, vol. 94, pp. 623–632.
33. Cao L., Wang J., Wang H., Zhao P., Dai Y. Thermodynamic analysis of a Kalina-based combined cooling and power cycle driven by low-grade heat source. *Appl. Therm. Eng.*, 2017, vol. 111, pp. 8–19. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.09.088.
34. Ghaebi H., Parikhani T., Rostamzadeh H., Farhang B. Thermodynamic and thermoeconomic analysis and optimization of a novel combined cooling and power (CCP) cycle by integrating of ejector refrigeration and Kalina cycles. *Energy*, 2017, vol. 139, pp. 262–276.
35. Zare V. A comparative thermodynamic analysis of two tri-generation systems utilizing low-grade geothermal energy. *Energy Convers. Manag.*, 2016, vol. 118, pp. 264–274.
36. Hekmatshoar M., Deymi-Dashtebayaz M., Gholizadeh M., Dadpour D., Delpisheh M. Thermoeconomic analysis and optimization of a geothermal-driven multi-generation system producing power, freshwater, and hydrogen. *Energy*, 2022, vol. 247, no. 123434.
37. Tomarov G.V. Geothermal energy: technologies and equipment. *Plumbing, Heating, Air conditioning*, 2017, vol. 187, no. 7, pp. 68–71. In Rus.
38. Artemenko S.V. Fluorinated esters - working bodies for the low-temperature Rankine cycle on organic substances. *Problems of regional energy*, 2014, vol. 26, no. 3, pp. 22–30. In Rus.
39. Vélaz F., Segovia J.J., Martín M.C., Antolín G., Chejne F., Quijano A. A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, no. 6, pp. 4175–4189.
40. Toujani N., Bouaziz N., Chrigui M., Kairouani L. The effect of operating parameters on the performance of a new combination of organic Rankine cycle and steam compression cycle in the heating mode. *Thermal power engineering*, 2020, no. 9, pp. 85–98. In Rus.
41. Karellas S., Schuster A., Leontaritis A.D. Influence of supercritical ORC parameters on plate heat exchanger design. *Appl. Therm. Eng.*, 2012, vol. 33–34, no. 1, pp. 70–76.
42. Belov G.V., Dorokhova M.A. Rankin's organic cycle and its application in alternative energy. *Science and Education scientific edition of Bauman Moscow State Technical University*, 2014, no. 2, pp. 99–124. In Rus.
43. Gafurov A.M. Promising areas of application of power plants on low-boiling working bodies. *Bulletin of the Kazan State Power Engineering University*, 2015, vol. 25, no. 1, pp. 93–98. In Rus.
44. Dmitrenko A.V., Vinokurova O.G., Kolosova M.A. Modernization of power complexes of railway stations and the possibility of using low-potential heat based on the organic Rankine cycle. *Science and Technology of Transport*, 2017, no. 3, pp. 39–45. In Rus.
45. Taubaldiyev A.A. Effektivnost organicheskogo tsikla Rankina [Efficiency of the organic Rankine cycle]. *Materialy XXV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Proc. of the XXV International Scientific and Practical Conference]. Penza, ICNS «Science and Education», 2021. pp. 24–27.
46. Guzović Z., Majcen B., Cvetković S. Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia from medium-temperature geothermal sources. *Appl. Energy*, 2012, vol. 98, pp. 404–414. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.03.064.
47. Karabarin D.I., Mikhaylenko S.A. Design features of Rankin organic cycle installations. *Journal of the Siberian Federal University. Technique and Technology series*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 733–745. In Rus.
48. Lemort V., Declaye S., Quoilin S. Experimental characterization of a hermetic scroll expander for use in a micro-scale Rankine cycle. *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy*, 2012, vol. 226, no. 1, pp. 126–136.
49. Braimakis K., Karellas S. Energetic optimization of regenerative Organic Rankine Cycle (ORC) configurations. *Energy Convers. Manag.*, 2018, vol. 159, pp. 353–370.
50. Zare V. A comparative exergoeconomic analysis of different ORC configurations for binary geothermal power plants. *Energy Convers. Manag.*, 2015, vol. 105, pp. 127–138.
51. White M.T., Rid M.D., Soima A.I. Comparison of single-stage and cascade systems of the Rankine organic cycle taking into account the influence of the degree of volumetric expansion on the efficiency of the expander. *Omsk Scientific Bulletin. A series of aviation-rocket and power engineering*, 2020, vol. 4, no. 3, pp. 90–100. In Rus.
52. Quoilin V., Broek S., Declaye M.V.D., Dewallef S., Lemort P. Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2013, vol. 22, pp. 168–186.
53. Madhawa Hettiarachchi H.D., Golubovic M., Worek W.M., Ikegami Y. Optimum design criteria for an Organic Rankine cycle using low-temperature geothermal heat sources. *Energy*, 2007, vol. 32, no. 9, pp. 1698–1706.
54. Saleh B., Koglbauer G., Wendland M., Fischer J. Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles. *Energy*, 2007, vol. 32, no. 7, pp. 1210–1221.

55. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W. Comparative analysis of natural and synthetic refrigerants in application to low temperature Clausius-Rankine cycle. *Energy*, 2007, vol. 32, no. 4, pp. 344–352.
56. Dai Y., Wang J., Gao L. Parametric optimization and comparative study of organic Rankine cycle (ORC) for low grade waste heat recovery. *Energy Convers. Manag.*, 2009, vol. 50, no. 3, pp. 576–582.
57. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A. Thermal Efficiency of Three-Cycle Utilization-Type Steam-Gas Units. *Power Technology and Engineering Scientific Journal*, 2015, vol. 48, no. 6, pp. 459–463.
58. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A. Parametric analysis of the diagram of the combined cycle gas turbine with a combination of three cycles for improving efficiency when operating in northern gas producing areas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 178–189. In Rus.

Received: 21 March 2023.

Reviewed: 10 April 2023.

Information about the authors

Stanislav A. Yankovsky, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sergey V. Lavrinenko, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Svyatoslav A. Tsibulskiy, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Natalia S. Yankovskaya, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Denis L. Gamov, head of production and service department, National Research Tomsk Polytechnic University.