

УДК 525.215 : 662.997

## **Проблемы и перспективы развития петротермальной энергетики (обзор)**

**С.В. Алексеенко<sup>1,2</sup>, В.Ю. Бородулин<sup>1</sup>, Н.А. Гнатусь<sup>3</sup>, М.И. Низовцев<sup>1</sup>,  
Н.Н. Смирнова<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>*Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск*

<sup>2</sup>*Томский политехнический университет*

<sup>3</sup>*ОАО «НПК ПЕТРОТЭС», Москва*

<sup>4</sup>*НМСУ «Горный» (Горный университет), Санкт-Петербург*

E-mail: [aleks@itp.nsc.ru](mailto:aleks@itp.nsc.ru), [nizovtsev@itp.nsc.ru](mailto:nizovtsev@itp.nsc.ru)

Проведен обзор развития и современного состояния геотермальной энергетики. Рассмотрены перспективные схемы ГеоЭС при разных температурах геофлюида. Особое внимание уделено проблемам петротермальной энергетики. Отмечено, что для практического использования колоссальных запасов тепла петротермальных георесурсов перспективным направлением является создание в сухих горных породах геотермальных циркуляционных систем. Приведены результаты расчетов срока службы и мощности циркуляционных систем при различных расходах теплоносителя.

**Ключевые слова:** геотермальная энергия, петротермальная энергетика, гидротермальные ресурсы, ГеоЭС, геотермальные циркуляционные системы.

### **Введение**

В настоящее время на традиционные невозобновляемые виды топлива — уголь, нефть, природный газ — приходится 80 % производства энергии. Неравномерность распределения этих видов топлива, а также уменьшение их запасов являются одной из причин нарастания кризисных явлений в мировой экономике. Переход на возобновляемые источники энергии представляет собой радикальную меру борьбы с кризисными явлениями. Одним из видов возобновляемой энергии является геотермальная энергия. В отличие от таких видов возобновляемых источников энергии, как солнце и ветер, геотермальная энергия характеризуется постоянным по времени энергетическим потенциалом, что является важным ее преимуществом.

На Всемирном геотермальном конгрессе 2000 г. в Японии отмечалось, что использование тепла Земли станет одним из магистральных направлений в энергетике. К концу XXI века доля геотермальной энергии в мировом энергобалансе достигнет 30 % (Lund, Freeston, 2000). Под геотермальной энергией подразумевается физическое тепло глубинных слоев Земли, имеющих температуру, превышающую среднюю температуру воздуха на поверхности. В качестве носителей этой энергии могут выступать как жидкие флюиды, так и сухие горные породы (Фортов, Шпильрайн, 2005).

Геотермальные ресурсы делятся на гидротермальные и петротермальные. Гидротермальные ресурсы заключены в естественных коллекторах и представлены природными динамическими носителями тепловой энергии недр — геотермальными флюидами (вода, пар, пароводяная смесь). Петротермальные ресурсы представляют собой часть тепловой энергии, которая заключена в скелете водовмещающих пород и в практически водонепроницаемых сухих горных породах (Алхасов, 2008). Из всех доступных для использования геотермальных ресурсов на долю гидротермальных флюидов приходится чуть более 1 % и соответственно 99 % — на петротермальные ресурсы (Безруких и др., 2002).

На земной поверхности средняя плотность глубинного теплового потока весьма незначительна и составляет в среднем  $0,03 \text{ Вт/м}^2$  (Фортов, Шпильрайн, 2005). С удалением от поверхности температура глубинных земных слоев растет, и этот рост принято характеризовать геотермическим градиентом. Наиболее высокие температуры наблюдаются в районах современной вулканической деятельности, к которым в России относится Камчатская область, где геотермические градиенты могут составлять  $0,25\text{--}0,45 \text{ К/м}$ . Так, на Паужетском месторождении высокотермальных вод на юге Камчатки максимальная температура на глубине 250 м близка к  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ . Из невулканических областей России наиболее прогретым является Северо-Кавказский регион, где геотермический градиент составляет  $0,03\text{--}0,05 \text{ К/м}$ , для Москвы —  $0,02 \text{ К/м}$ , для Урала —  $0,012 \text{ К/м}$ . На глубине 2000 м на Русской платформе фиксируются температуры в среднем  $40\text{--}50 \text{ }^\circ\text{C}$ , на Сибирской платформе —  $35\text{--}40 \text{ }^\circ\text{C}$ , а в Восточном Предкавказье — от  $70$  до  $125 \text{ }^\circ\text{C}$ . Наиболее перспективными для освоения геотермальной энергии в России являются Камчатско-Курильский, Западно-Сибирский и Северо-Кавказский регионы (рис. 1) (Алхасов, 2008).

### Развитие геотермальной энергетики

В настоящее время в мировой практике в основном используется геотермальная энергия гидротермальных ресурсов для получения электроэнергии на геотермальных электростанциях (ГеоЭС) для прямого использования в системах отопления и в различных производственных процессах.



Рис. 1. Геотермическое районирование России.

*a* — районы, пригодные для теплоснабжения зданий с помощью тепловых насосов, *b* — районы, перспективные для прямого использования, *c* — районы современного вулканизма, наиболее перспективные для прямого использования, выработки тепла и электроэнергии на бинарных установках, а также для создания крупных ГеоЭС на парогидротермальных месторождениях; 1 — Северный Кавказ (платформенная провинция), 2 — Северный Кавказ (альпийская провинция), 3 — Западная Сибирь, 4 — Прибайкалье, 5 — Курило-Камчатский регион, 6 — Приморье, 7–8 — Охотско-Чукотский вулканический пояс.

Таблица 1

## Получение электроэнергии и прямое использование тепла из геотермальных источников

Страна	Получение электроэнергии на ГеоЭС		Прямое использование Мощность, МВт 2000 г. (Алхасов, 2008)
	Мощность, МВт 2007 г. (Bertani, 2007)	Мощность, МВт 2010 г. (Holm, 2010)	
США	2687	3086	5366
Филиппины	1969,7	1904	1,0
Индонезия	992	1197	
Мексика	953	958	164,2
Италия	810,5	843	325,8
Новая Зеландия	471,6	628	307,9
Исландия	421,2	575	1469
Япония	535,2	536	257,5
Сальвадор	204,2	204	
Кения	128,8	167	
Коста-Рика	162,5	166	
Никарагуа	87,4	88	
Россия	79	82	307
Турция	38	82	820
Папуа-Новая Гвинея	56	56	
Гватемала	53	52	
Португалия	23	29	
КНР	27,8	24	2814
Франция	14,7	16	326
Эфиопия	7,3	7,3	
Германия	8,4	6,6	
Австрия	1,1	1,4	
Австралия	0,2	1,1	
Таиланд	0,3	0,3	
Всего	9731,9	10709,7	

В табл. 1 указаны установленные мощности ГеоЭС в различных странах мира. Согласно приведенным данным США занимает лидирующие позиции в мире по выработке электроэнергии на ГеоЭС. В США получение электроэнергии из геотермальных ресурсов началось с 60-х годов прошлого века, а на февраль 2013 г. установленная электрическая мощность ГеоЭС составила 3386 МВт (Annual ..., 2013), что более чем в сорок раз превышает установленные электрические мощности ГеоЭС России. По данным Геотермальной Энергетической Ассоциации (GEA) в США планировалось введение новых мощностей ГеоЭС в количестве: 2013 г. — 14, 2014 г. — 9, 2015 г. — 10 единиц. В настоящее время в различных стадиях готовности находятся сто семьдесят пять проектов, связанных с получением электроэнергии из геотермальных источников.

Активно развиваются геотермальные системы теплоснабжения с тепловыми насосами, где в качестве источника тепла используется термальная вода или тепло верхних слоев земной коры. Примерно 57 % общей мощности геотермальных тепловых систем приходится на тепло, получаемое с применением тепловых насосов. В тридцати двух странах мира используют такие системы. Наиболее распространены они в США, Канаде, Германии, Швеции.

### Геотермальная энергетика в России

Строительство ГеоЭС в России началось с Паратунской ГеоЭС, на которой впервые в мировой практике был применен неводяной пар в качестве рабочего тела для выработки электроэнергии. В 1965 г. была изготовлена и сдана в эксплуатацию фреоновая установка УЭФ-90/05. мощностью 750 кВт. Греющей средой для установки служила вода Средне-Паратунского месторождения с температурой 80 °С. В течение 1967–1974 гг.

на Камчатке в лаборатории натуральных испытаний Института теплофизики СО АН СССР проводились эксплуатационные испытания, подтвердившие надежную работу энергоустановки (Огуречников, Петин, 2003). В 1967 г. на юге Камчатки была построена Паужетская ГеоЭС мощностью 14 МВт. В настоящее время проводятся испытания нового бинарного блока мощностью 2,5 МВт на Паужетской ГеоЭС с использованием фреона R134a в качестве рабочего тела. На острове Кунашир с 1993 г. начато строительство Менделеевской ГеоТЭС, в 2006 г. она выведена на полную проектную мощность — 3,6 МВт. На о. Итуруп эксплуатируется Океанская ГеоТЭС установленной мощностью 2,5 МВт. С 1999 г. находится в эксплуатации Верхне-Мутновская ГеоЭС установленной мощностью 12 МВт. Она рассматривается как опытно-промышленная электростанция в развитии геотермальной энергетики России. В октябре 2002 г. пущены в строй первый и второй блоки Мутновской ГеоЭС мощностью 50 МВт. Общая установленная электрическая мощность ГеоЭС России составляет 82 МВт, а тепловая мощность энергоустановок прямого использования геотермального тепла — 307 МВт.

Несмотря на то, что одна из первых в мире низкотемпературных бинарных ГеоЭС была построена в СССР, сейчас Россия существенно отстает по мощности используемой геотермальной энергии от многих менее развитых в промышленном отношении стран.

### Перспективные схемы ГеоЭС

Технические решения организации системы преобразования тепловой энергии геофлюида в электроэнергию в значительной степени определяются его температурой. В этом отношении геофлюиды условно удобно разделить на пять групп. В табл. 2 приведены наиболее перспективные системы преобразования энергии для геофлюидов различной температуры (The Future ..., 2006).

ГеоЭС на основе бинарных систем являются хорошо отработанной технологией преобразования тепловой энергии в электрическую для низко- и среднетемпературных геофлюидов. Такая технология хорошо подходит для извлечения энергии из сопутствующих вод при добыче нефти и газа.

Схема базовой бинарной геотермальной станции показана на рис. 2 (DiPippo, 2005). Геотермальный флюид из геотермальной скважины (ГС) с помощью насоса (Н) через песчаный фильтр (ПФ) подается в испарительную систему (ИС). В испарительной системе энергия геотермального флюида передается легкокипящей рабочей жидкости. ИС обычно состоит из предварительного нагревателя (ПН), функция которого заключается в нагреве рабочей жидкости до температуры, близкой к температуре кипения, и испарителя (И). Пары рабочей жидкости приводят во вращение турбину (Т) с электрогенератором (Г). Отработанный пар рабочей жидкости попадает в конденсатор (К),

Таблица 2

Системы энергопреобразования

Температура геофлюида, °С	Системы энергопреобразования	Типичное применение	Рабочая жидкость	Охлаждающая система
100	Базовая бинарная	Вода газовых и нефтяных скважин	R-134a	Водяная (испарительный конденсатор)
150	Бинарная с рекуперацией	Вода газовых и нефтяных скважин	Изобутан	Воздушная
200	Бинарная или одностадийная быстрого вскипания	Усовершенствованные геотермальные системы	Изобутан или геофлюид	Воздушная или водяная
250	Двухстадийная быстрого вскипания	Усовершенствованные геотермальные системы	Геофлюид	Водяная
400	Одностадийного или трехстадийного расширения	Сверхкритические усовершенствованные геотермальные системы	Геофлюид	Водяная

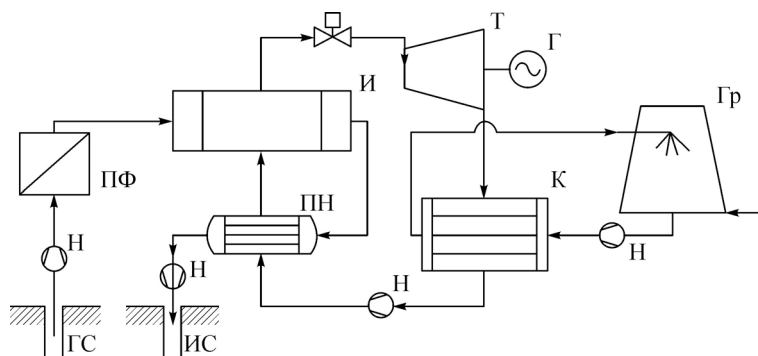


Рис. 2. Схема базовой бинарной ГеоЭС.

где происходит переход его в жидкость, которая насосом конденсатора подается в предварительный нагреватель.

Бинарные станции являются наиболее широко используемым типом геотермальных станций, сто пятьдесят пять таких станций работало на июль 2004 г. и генерировало 274 Мвт электроэнергии в шестнадцать странах. Они составляли 33 % всех геотермальных станций, но производили только 3 % общей мощности, так как обычно мощность таких станций невелика, в среднем она составляет 1,8 МВт, но имеются станции и с мощностью 7–10 МВт.

При температуре геотермального флюида 200 °С и выше наряду с бинарными ГеоЭС применяются одностадийные (single-flash) станции быстрого вскипания. Принципиальная схема такой станции приведена на рис. 3.

Процесс быстрого вскипания заключается в переводе жидкости, находящейся под давлением, путем резкого снижения давления ниже давления насыщения в двухфазную среду жидкость–пар. Геотермальный флюид поступает из геотермальной скважины через систему вентилей тангенциально в циклонный сепаратор (ЦС), где происходит отделение жидкой фракции от пара. Жидкость возвращается в подземный контур через инжекционную скважину (ИС). Пар проходит через шаровой контрольный клапан и удалитель влаги (УВ) на вход турбины (Т), вращающей электрогенератор.

Турбины, применяемые в схеме, изображенной на рис. 3, должны быть изготовлены из коррозионно-стойких сталей из-за присутствия в паре таких газов, как сероводород. Движение пара через турбину на геотермальной станции подобно аналогичному процессу на атомной станции. Давление насыщенного пара на входе в турбину составляет 5–10 атм.,

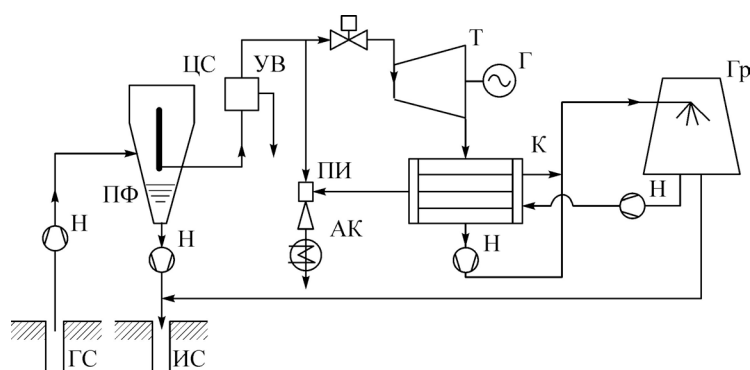


Рис. 3. Одностадийная схема ГеоЭС быстрого вскипания (DiPippo, 2005).

что существенно отличается от условий, имеющих место на тепловых станциях при сжигании угля, газа или нефти, когда используется сильно перегретый пар. В результате в турбине появляется большое количество жидкости, особенно на завершающей стадии движения пара, что способствует образованию эрозии на турбинных лопатках. Турбины для “single-flash” геотермальных станций обычно изготавливаются мощностью 25–55 МВт. Пар после турбины конденсируется в поверхностном конденсаторе (К). Такие газы, как  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ , не конденсируются в поверхностном конденсаторе, повышают общее давление и снижают рабочую эффективность турбины. Для их удаления используются паровые инжекторы с автоконденсаторами (ПИ/АК), а также вакуумные насосы. Вода на охлаждение в конденсаторы обычно поступает с градирен (Гр), при этом частично используется конденсат пара, что позволяет сократить потребности в воде для геотермальной станции и делает данную схему перспективной для засушливых районов.

При дальнейшем повышении температуры геофлюида выше  $250\text{ }^\circ\text{C}$  переходят на двухстадийную (double-flash) схему ГеоЭС быстрого вскипания (рис. 4) (DiPippo, 2005). В отличие от схемы “single-flash” в схему “double-flash” добавлены испаритель мгновенного действия (ИМД) и линия низкого давления пара, идущая от него к турбине. Турбина имеет два входа — по пару низкого и более высокого давления. В такой схеме возможно использование двух разных турбин, которые в этом случае могут иметь один общий или два отдельных конденсатора, работающих при разных уровнях разрежения. Для геотермальной станции относительно большой мощности (55 Мвт и выше) переход на турбины с двойным потоком пара рассматривается как удачное решение, которое позволяет существенно уменьшить высоту выходных турбинных лопаток.

Для случая, когда геотермальный флюид имеет сверхкритические параметры, то есть температуру выше  $374\text{ }^\circ\text{C}$  и давление более 22 МПа, перспективно использовать схему геотермальной электростанции с трехстадийным расширением (рис. 5) (The Future ..., 2006). Схема с трехстадийным расширением отличается от обычной “double-flash” схемы добавлением на входе турбины обратного давления (ТОД). Такая турбина подобна сверхкритическим турбинам двойного нагрева, характерным для электростанций на органическом топливе. Следует отметить, что эта схема требует определенного состава пара, чтобы избежать проблем с эрозией лопаток турбины.

### Развитие петротермальной энергетики

Петротермальная энергетика — это энергетика будущего. Так, согласно прогнозу, выполненному Лос-Аламосской лабораторией США, в топливно-энергетическом балансе должны произойти принципиальные изменения. Уголь вытеснит нефть и газ, затем по мере истощения его запасов на первое место выйдут геотермальные ресурсы, которые уступят место петротермальным (Кононов, 2002).

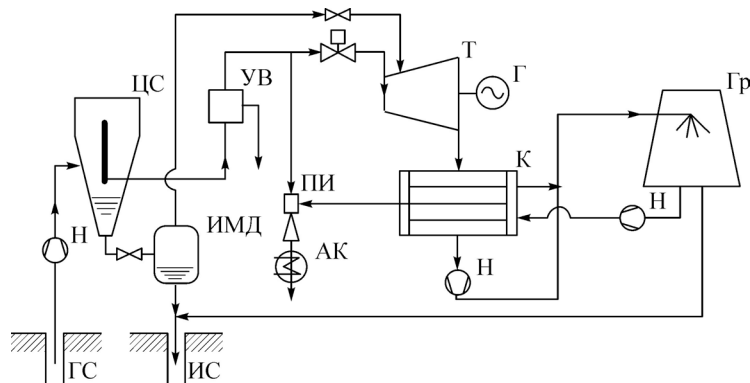


Рис. 4. Двухстадийная схема ГеоЭС быстрого вскипания (DiPippo, 2005).

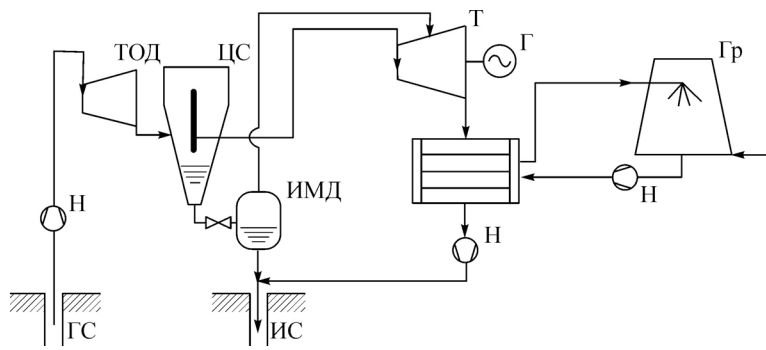


Рис. 5. Схема ГеоЭС с трехстадийным расширением.

Практическое использование колоссальных запасов тепла петротермальных ресурсов связано либо с эксплуатацией естественных коллекторов горных пород, либо с необходимостью решения сложных научно-технических проблем создания в сухих горных породах искусственных систем извлечения тепла — геотермальных циркуляционных систем (ГЦС) — тепловых коллекторов высокой проницаемости.

История развития идеи получения геотермальной энергии из сухих горных пород и этапы ее реализации представлены в монографии (Дядькин и др., 1993). Исходно идея извлечения геотермальной энергии твердых горячих пород путем их теплообмена с водой, нагнетаемой с земной поверхности на глубокие горизонты, оформилась в начале прошлого века. По-видимому, впервые на принципиальную возможность ее реализации указал К.Э. Циолковский в статье “Продолжительность лучеиспускания звезд”, помещенной в “Научном обозрении” за 1897 год. Более подробно в работе “Второе начало термодинамики”, опубликованной в 1914 г., Циолковский рассматривал нагревание воды за счет теплообмена с породами, имеющими на глубине четырех верст (4,26 км) температуру 120 °С, и ее циркуляцию в двух отвесных каналах, сообщающихся между собой за счет эффекта термолифта. Примерно к тому же времени относится и разработка проекта “Проникновение к адскому жару недр” (Hell Fire Exploration Project), который был предложен в 1904 г. знаменитым английским инженером, изобретателем паровой турбины Чарлзом Парсонсом. В проекте планировалось построить зигзагообразную шахту глубиной 19 км к высокотемпературным горизонтам недр.

Первая технологическая схема геотермальной циркуляционной системы (ГЦС) была предложена знаменитым писателем-фантастом академиком В.А. Обручевым в 1920 г. в его повести “Тепловая шахта”. По схеме Обручева эта система представляла собой глубокий вертикальный ствол, от которого подобно лучам отходили двенадцать квершлагов. Каждый из них заканчивается вертикальным десятиметровым колодезом диаметром 2 м, герметично закрытым крышкой. В колодцах кипела вода, пар поднимался и попадал в турбину, а конденсат отводился обратно в колодец.

В первое десятилетие после войны изучалась возможность использования взрыва для организации ГЦС. При первом опытном взрыве “Райниэр” мощностью 1,7 кт в 1957 г. в толще туфа на глубине 240 м была образована полость радиусом 19,5 м и высотой трубы обрушения 117 м, а радиус зоны радиальных трещин составлял 67 м. Позже была предложена программа “Плаушер” с организацией аналогичного взрыва для создания ГЦС, и по расчетам Д.Б. Бэрхэма и Д.Х. Стюарта, проведенным в 1970 г., мощность взрыва должна была составлять 1–2 Мт.

В СССР подобные работы проводились в Институте технической теплофизики АН УССР и в Ленинградском горном институте с 1964–1965 гг. В 1974 г. Минцветмет СССР утвердил технико-экономическое обоснование и выделил средства для выполнения таких работ. Однако работы не были выполнены, поскольку не нашлось организаций для бурения двух взрывных скважин на глубину 2,5 км.

Экспериментальные и теоретические исследования по извлечению геотермальной энергии слабопроницаемого массива горячих пород на основе ГЦС проводятся в США, Великобритании, Германии, Франции, Японии и других странах. Подобные исследования проводились также в Санкт-Петербургском горном университете под руководством Ю.Д. Дядькина (Дядькин и др., 1993). В СССР предложение о создании ГЦС с естественным коллектором на основе пористых пород было опубликовано в 1962 г. профессором Ташкентского политехнического института С.Н. Назаровым. Пористые или трещиноватые породы не имеют повсеместного распространения, но достаточно часто встречаются в верхних пластах земной коры и обеспечивают возможность реализации этой идеи. В том же году с предложением о создании крупной ГЦС в виде кольца нагнетательных и добычных скважин глубиной до 6 км и мощностью в несколько ГВт для условий Западной Сибири выступил академик АН УССР О.А. Кремнёв на пятой сессии Семинара по горной теплотехнике.

Первые опыты создания ГЦС были проведены в США. В массиве скальных пород с применением гидроразрыва создавалась система трещин и закачивалась холодная вода, затем из эксплуатационной трещины забиралась нагретая вода. Такой же опыт проводился в СССР в г. Тырнауз (Кабардино-Балкария). Здесь гидроразрыв был сделан на глубине 3,7 км при температуре 200 °С, давление при гидроразрыве составляло 60 МПа. Из-за аварии эксперимент был прекращен.

В октябре 1981 г. в Ханкальской долине вблизи г. Грозного начала работать первая в СССР геотермальная циркуляционная система с естественным коллектором в песчанике караганских отложений, что стало возможным в связи с прекращением фонтанной работы скважины при снижении расхода воды.

При гидроразрыве забойное давление должно в 1,8–2,5 раза превышать гидростатическое давление. Для предотвращения смыкания трещин гидроразрыва при понижении давления применяют их крепление проппантом, в качестве которого обычно используют кварцевый песок фракцией 0,5–0,8 мм, закачиваемый в трещины с помощью вязкой жидкости. Подобные гидроразрывы применяют и при добыче нефти, однако расходы воды в геотермальных скважинах должны быть в десятки раз больше, чем при нефтедобыче.

Начиная с 1970 года в ряде стран реализовывались проекты по созданию и функционированию ГЦС для получения геотермальной энергии (The Future ..., 2006). Некоторые данные по наиболее известным из них приведены в табл. 3.

Таблица 3

Параметры геотермальных циркуляционных систем

Проект	Годы	Глубина, м	Температура в скважине, °С	Расстояние между скважинами, м	Расход, кг/с	Утечки воды, %	Тепловая мощность, МВт
Fenton Hill (США)	1974–1980 1979–2000	3064 4390	200 327	100 380	7 12,5–15		3–5
Rose-manowes (Великобр.)	1977–1983 1983–1991	2000 2600	79 100	300	15 20–25	до 37	3
Nijiori (Япония)	1989–2002	2151	270	50–130	16	до 45	8
Ogachi (Япония)	1990–1995	1100	240	100	2	< 75	
Soultz (Франция)	1987–1997	3876 5105	168 200	450	25		10
Cooper Basin (Австралия)	2003–н.вр.	4421	250		25		
Desert Peak (США)	2002–2013	1766	170	400	100		1,7



### Опыт и проблемы петротермальной энергетики

Опыт выполнения первых проектов создания ГЦС, таких как Fenton Hill (США), Rosemanowes (Великобритания), Hijiogi и Ogachi (Япония) показал, что при их подготовке необходимо тщательно выбирать место для расположения ГЦС с учетом структуры и распределения напряжений в горных породах. Кроме того, методы стимулирования низкого давления и гидродинамического фрагментирования зарекомендовали себя в качестве наиболее эффективных методов в отношении проблемы повышения проницаемости горных пород. Эти выводы были учтены при реализации более поздних проектов — Soultz (Франция) (Studies ..., 2009), (Main achievements ..., 2013), Cooper Basin (Австралия).

Затраты на бурение скважин являются существенной экономической составляющей любого геотермального проекта, и они могут составлять до 60 % всех затрат (The Future ..., 2006). В последние годы в США производится бурение менее ста геотермальных скважин в год. Лишь ограниченное количество из них имеет глубину 2800 м и более. На сегодняшний день в геотермальной практике наиболее распространены скважины глубиной 1500, 2500 и 3000 м.

Статистика по стоимости бурения геотермальных скважин значительно беднее имеющейся информации по газовым и нефтяным скважинам, особенно это касается глубоких скважин. Поэтому судить о затратах на бурение можно по стоимости бурения газовых и нефтяных скважин. Стоимость бурения скважин, полученная с использованием расчетных моделей, и реальные затраты на бурение газовых, нефтяных и геотермальных скважин представлены на рис. 6. На стоимость скважин большое влияние оказывает

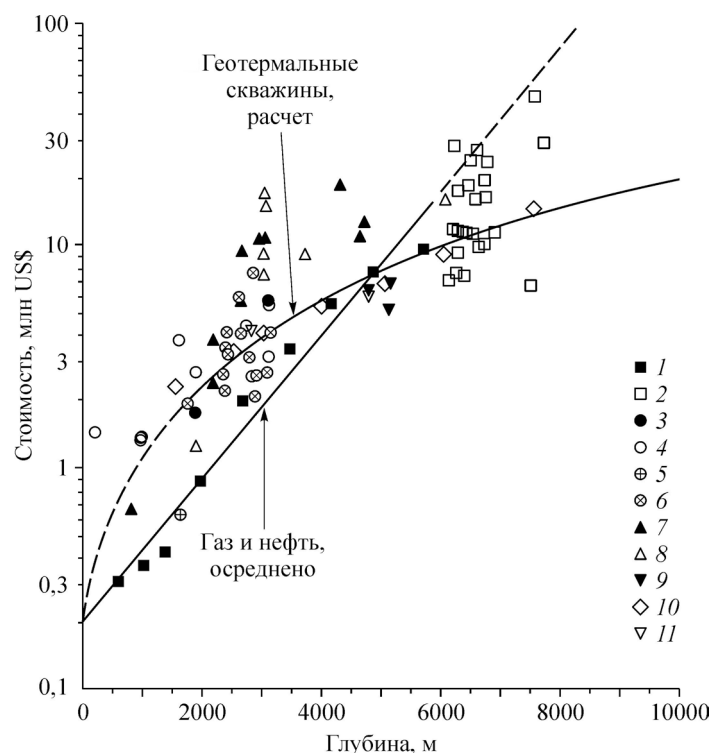


Рис. 6. Стоимость нефтяных, газовых и геотермальных скважин в зависимости от их глубины (в \$US 2004 г.) (The Future ..., 2006).

Данные JAS (Joint Association on Survey on Drilling/Объединенные исследования буровых затрат, США): газ и нефть: средние (1) и глубокие (2) скважины; скважины «The Geysers», США (3), геотермальные расчетные скважины (4), скважины «The Imperial Valley», США (5), прочие геотермальные скважины (6), петротермальные скважины усовершенствованных геотермальных систем (HDR/EGS): фактические (7), расчетные (8); скважины «Soultz» (Франция) и «Cooper Basin (Австралия)» (9), расчет по упрощенной модели буровых затрат: обычные (10) и специальные (11) скважины.

количество обсадных колонн, которые используются при бурении. При уменьшении количества обсадных колонн увеличивается надежность скважины, но вместе с тем повышается ее стоимость.

Новые технологии бурения, как ожидается, могут значительно снизить стоимость бурения скважин. К прогрессивным инновационным технологиям бурения специалисты относят гидротермальное пламенное бурение и бурение с расплавлением породы (Potter, Tester, 1998), бурение с применением новых химических методов (Polizzotti et al. 2003), абразивное бурение с ускорением (Curllett, Geddes, 2006). Геотермальные скважины обычно имеют больший диаметр, чем газовые и нефтяные, поэтому новые технологии бурения скажутся в большей мере именно на них.

В настоящее время в США при финансовой поддержке Департамента Энергетики выполняется ряд демонстрационных проектов (Desert Peak, Brady's Hot Springs, Geysers, Newberry Volcano, Raft River) с целью отработки методов повышения проницаемости горных пород и методов диагностики, а также для привлечения к этим работам частного капитала. В США разработана дорожная карта развития ГЦС (Ziagos et al., 2013), которая предусматривает к 2020 году создание ГЦС мощностью до 5 МВт, а к 2030 — снижение стоимости электроэнергии, получаемой с применением ГЦС, до 6 центов/кВт.

При создании и функционировании ГЦС одним из важных параметров является временной ресурс их эксплуатации, который связан с постепенным снижением температуры горного массива и температуры теплоносителя из добычной скважины. Определение периода эксплуатации геотермальной циркуляционной системы является важной задачей и будет рассмотрено в следующем разделе.

### Период эксплуатации ГЦС

Геотермальная циркуляционная система с искусственным коллектором в слабопроницаемом массиве горной породы схематично представлена на рис. 7. Рассмотрим задачу теплообмена при фильтрации жидкого теплоносителя через такую систему.

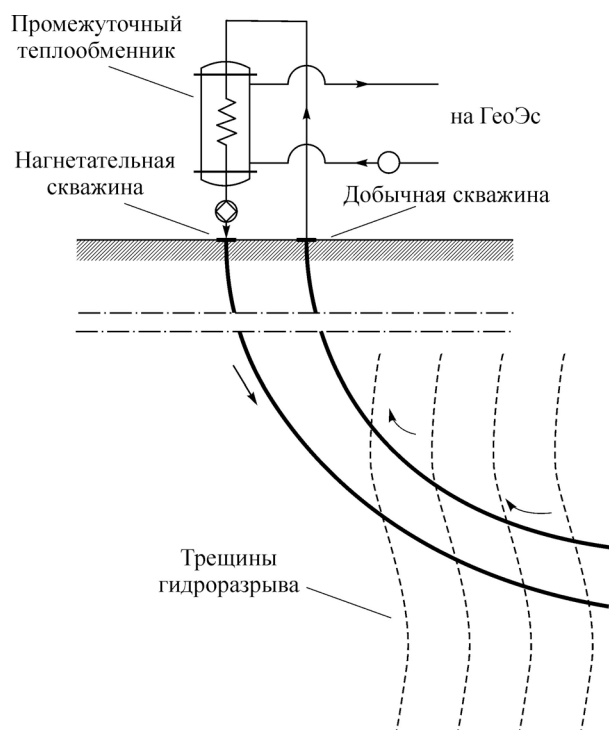


Рис. 7. Схема геотермальной циркуляционной системы.

Теплоноситель, в качестве которого используется вода, подается в коллектор через нагнетательную скважину. Коллектор является основным теплообменным элементом системы, он создан искусственно и представляет собой серию трещин гидроразрыва. Пусть начальная температура воды на входе в коллектор  $T_{w0}$ . Допустим, что начальная температура горной породы  $T_{r0}$ , в которой создан коллектор, существенно больше температуры воды на входе в него, т.е.  $T_{r0} > T_{w0}$ . Вода в процессе ее фильтрации через узкие трещины коллектора нагревается, охлаждая горные породы. Нагретая вода поступает через добычную скважину на поверхность в промежуточный теплообменник и далее — на ГеоЭС.

В трещине происходит конвективный перенос тепла, на который, когда трещины являются вертикальными или наклонными, заметное влияние будет оказывать естественная конвекция. Вклады вынужденной и естественной конвекции в теплообмен определяются формой трещины, её раскрытием, расходом теплоносителя, расположением нагнетательной и добычной скважин, а также рядом других параметров. Как показали исследования (Дядькин и др., 1993), в случае, когда свободная конвекция преобладает, развиваются зоны рециркуляции, которые приводят к увеличению площади теплообмена и повышению срока эксплуатации трещины при незначительном изменении температуры теплоносителя в добычной скважине. Если роль свободной конвекции мала, то линии тока концентрируются вблизи прямой, которая соединяет забои нагнетательной и добычной скважин. Это приводит к уменьшению поверхности теплообмена и, как следствие, к сокращению срока эксплуатации трещины в таком режиме. Область применения моделей расчета, основанных на схематизации течения в трещине плоскопараллельным потоком, в диапазоне параметров, характеризующих значительное влияние свободной конвекции, оценивается соотношением критериев подобия Гросфора и Рейнольдса (Дядькин и др., 1993).

Из-за достаточно большой протяженности и наличия геотермического градиента температуры по глубине скважины изменения температуры в нагнетательной скважине в начальный период эксплуатации системы будут значительны. В общем случае температура на выходе из нагнетательной скважины является некоторой функцией времени, обусловленной природными и технологическими факторами. Поэтому задание постоянной температуры на входе в коллектор представляет определённое допущение, а исследование теплового режима геотермальных скважин является самостоятельной задачей, которая здесь не рассматривается.

Физические модели, расчетные схемы и методы решений задач сопряженного теплообмена при течении жидкости в природных и искусственных каналах в различных постановках представлены в работах (Дядькин и др., 1993), (Нигматулин, 1978), (Рубинштейн, 1972), (Аксельруд, 1966), (Карслоу, Егер, 1964), (Китаев, 1972), (Ромм, 1972), (Романов, Смирнова, 1977).

Одной из моделей для исследования теплового режима коллектора в виде серии трещин гидроразрыва циркуляционной системы в слабопроницаемом массиве горных пород может служить теплообмен при фильтрации в системе параллельных пластин. Если считать, что коллектор сложен из непроницаемых пластов породы, а раскрытие трещин, т. е. их высота  $b_r = 2b$ , много меньше двух других размеров трещины, то течение в трещине можно представить в виде плоскопараллельного потока. При этом весь коллектор можно рассматривать в виде системы параллельных пластин конечной толщины (рис. 8). Пластины здесь моделируют пласты горной породы между трещинами гидроразрыва. Длину трещин обозначим как  $L_r$ , а толщину пластин — как  $l_r = 2R$ . Скорость воды по всей длине трещины принимаем постоянной и равной скорости  $u_w$  на входе в коллектор. Кондуктивный перенос тепла в направлении движения теплоносителя считаем несущественным по сравнению с конвективной составляющей переноса. Соответствующая математическая формулировка задачи будет иметь следующий вид:

$$\frac{\partial T_w}{\partial t} + u_w \cdot \frac{\partial T_w}{\partial x} = \frac{2q}{\rho_w c_w b_r}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} = \chi_r \cdot \frac{\partial^2 T_r}{\partial y^2}, \quad (2)$$

$$q = -\lambda_r \cdot \left. \frac{\partial T_r}{\partial y} \right|_{y=0}, \quad (3)$$

где  $T_w(t, x)$  — температура воды в трещине,  $T_r(t, x, y)$  — температура горной породы,  $\rho_w$  — плотность воды,  $c_w$  — удельная теплоёмкость воды,  $\lambda_r, \chi_r$  — коэффициенты теплопроводности и температуропроводности горной породы,  $q(t, x, 0)$  — тепловой поток на границе контакта теплоносителя и стенки трещины. Поскольку все пластины имеют одинаковую толщину, а ось  $OX$  совпадает с осью канала, то задача является симметричной относительно этой оси. Поэтому за расчетную область примем прямоугольник, длина которого равна длине трещины. При этом одна горизонтальная граничная линия проходит вдоль оси  $OX$ , а вторая — параллельно ей, по центру пластины.

Начальные условия будем считать однородными, принимая, что начальная температура воды в заполненной водой трещине равна начальной температуре горной породы, которая везде имела одинаковое значение:

$$T_w(0, x) = T_r(0, x, y) = T_{r0}. \quad (4)$$

Граничные условия для уравнения (1) задавались только на входе в коллектор при  $x = 0$ . Температура воды на входе поддерживалась постоянной:

$$T_w(t, 0) = T_{w0}. \quad (5)$$

Граничные условия для уравнения (2) записывались в следующем виде:

– на линии  $y = R + b$  с учетом симметрии задачи относительно оси  $OX$  и отсутствия потока тепла

$$\left. \frac{\partial T_r}{\partial y} \right|_{y=R+b} = 0, \quad (6)$$

– на линии  $y = 0$  с учетом малости раскрытия трещины  $b_r \ll L_r, b_r \ll l_r$  принималось равенство температур воды и породы на поверхности контакта:

$$T_w(t, x) = T_r(t, x, 0). \quad (7)$$

За масштаб координаты  $y$  принималось полуширина пластов горной породы  $R$ , а в качестве масштаба температуры — начальная разница температур воды и горной

породы. Для обезразмеривания времени возможны два масштаба:

$\tau_1 = R^2 / \chi_r$  — время выравнивания температурных неоднородностей,  $\tau_2 = L_r / u_w$  — время движения фронта воды по трещине.

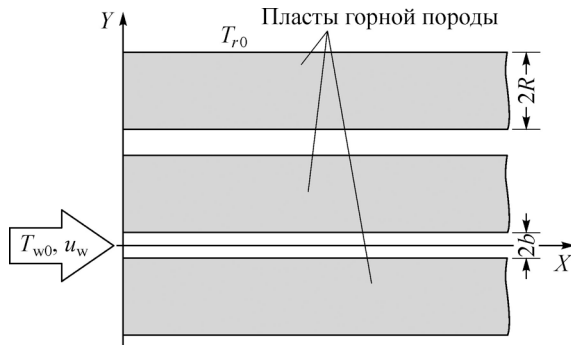


Рис. 8. Модель коллектора.

Выбор масштаба времени обусловлен соотношением между величинами  $\tau_1$  и  $\tau_2$ . На практике при проведении численных расчетов целесообразно выбирать меньшую величину. Для аналитического решения выбор может быть произвольным. Ниже будут приведены обе формы безразмерных уравнений. В качестве масштаба координаты  $x$  выберем одно из двух значений:  $L = u_w \cdot \tau_1$  или  $L = u_w \cdot \tau_2$ . Таким образом, систему уравнений с начальными и граничными условиями (1)–(7) в безразмерном виде можно записать следующим образом:

$$\frac{\partial \Theta}{\partial Fo} + \frac{\partial \Theta}{\partial X} = G \cdot \frac{\partial \vartheta}{\partial Y} \Big|_{Y=0}, \quad (8)$$

$$\frac{\partial \vartheta}{\partial Fo} = F \cdot \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial Y^2}, \quad (9)$$

где  $Fo$  — число Фурье,  $X, Y$  — безразмерные координаты,  $G = \frac{R}{b} \cdot \frac{\rho_f c_f}{\rho_w c_w}$  и  $F = 1$  при

выборе масштаба времени  $\tau_1$ . При выборе масштаба времени  $\tau_2$  имеем  $G = \frac{R}{b} \cdot \frac{\rho_f c_f}{\rho_w c_w} \cdot \frac{\chi_f L_f}{R^2 u_w}$

и  $F = \frac{L}{u_w} \cdot \frac{\chi_f}{R^2}$ . Значения относительных температур определены следующим образом:

$$\Theta = \frac{T_w - T_{r0}}{T_{w0} - T_{r0}}, \quad \vartheta = \frac{T_f - T_{r0}}{T_{w0} - T_{r0}}. \quad (10)$$

Начальные и граничные условия принимают вид:

$$\vartheta(0, X) = \Theta(0, X, Y) = 0, \quad (11)$$

$$\Theta(Fo, 0) = 1, \quad (12)$$

$$\vartheta(Fo, X, 0) = \Theta(Fo, X), \quad (13)$$

$$\frac{\partial \vartheta}{\partial Y} \Big|_{Y=1} = 0. \quad (14)$$

Решение задачи (8)–(14) выполнено аналитически и численно. Численное решение проводилось с целью расширения возможностей при выборе постановок задач с учетом вариации параметров и условий.

Рассмотрим результаты аналитического решения. Точное аналитическое решение задачи в такой постановке было получено в работе (Смирнова, 1990) в виде интеграла

$$\theta(\beta, \phi) = \frac{1}{2} + \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \exp\left(-\frac{z}{2} \cdot \frac{\text{sh}z - \sin z}{\text{ch}z + \cos z}\right) \times \sin\left(z^2 \frac{\phi}{2} - \beta \frac{z}{2} \cdot \frac{\text{sh}z + \sin z}{\text{ch}z + \cos z}\right) \frac{dz}{z}, \quad (15)$$

где  $\phi = Fo - X$ ,  $\beta = GX$ ,  $z = (2y_1)^{0.5}$  — переменная интегрирования,  $y_1$  — координата мнимой оси. Сложность интегральной зависимости (15) требует большой вычислительной работы и затрудняет ее применение в инженерных расчетах. Одним из возможных методов решения системы уравнений (8)–(14), преимущества и экспериментальное обоснование которого показаны в работах (Дядькин и др., 1993), (Карслоу, Егер, 1964), (Китаев, 1972), (Ромм, 1972), (Романов, Смирнова, 1977), является метод эквивалентного уравнения теплопроводности. В нем используется дифференциальная аппроксимация интеграла Дюамеля, описывающего нестационарный теплообмен пластин. Будем считать, что источник конвективного переноса теплоты в правой части уравнения (8) не равен нулю с момента прихода фронта потока в данную точку  $x$ , т.е. при  $\tau = x/u$ . Обозначим текущее

время как  $\tau^* = \tau - x/u$ , или в безразмерном виде —  $Fo^* = Fo - X$ . Тогда система уравнений заменится одним уравнением, включающим члены со второй производной по времени, аналитическое решение которого получено с помощью операционного метода Лапласа (Карслоу, Егер, 1964). При этом зависимость для безразмерной температуры теплоносителя будет иметь вид:

$$\theta(X, Fo^*) = 1 - \frac{1}{2} \left\{ \operatorname{erfc} \left[ \frac{Fo^* - AGX}{2\sqrt{BGX}} \right] + e^{\frac{AFo^*}{B}} \cdot \operatorname{erfc} \left[ \frac{Fo^* + AGX}{2\sqrt{BGX}} \right] \right\}. \quad (16)$$

Коэффициенты А и В для граничных условий первого рода определяются по формулам:

$$A = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{\mu_n^2}, \quad B = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{\mu_n^3}, \quad (17)$$

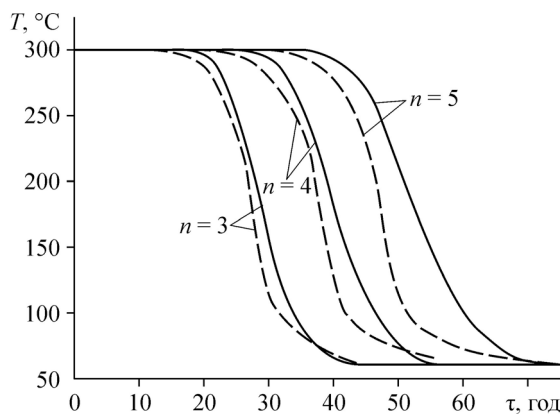
где  $\mu_n$  — корни характеристического уравнения  $W_0(\mu) = 0$ ,  $W_0(\mu) = \cos(\mu)$  — косинус-преобразование Фурье. В рамках такой постановки возможность использования решения в виде зависимости (16) при заданных параметрах системы оценивается из условия  $O[\exp(-\mu_n Fo^*)] = \Delta$  (Смирнова, 1978, 1990). Здесь  $\Delta$  — порядок ошибки по отношению к точному решению (15).

Наиболее широкое применение метод эквивалентного уравнения теплопроводности получил при решении прикладных задач в области горной теплофизики. К ним можно отнести исследование теплового режима в коллекторах геотермальных циркуляционных систем и породных аккумуляторах для отбора тепла от горячих дымовых газов.

С помощью указанного подхода были выполнены расчеты с параметрами, которые соответствовали условию работы геотермальной циркуляционной системы Вороновской научно-экспериментальной теплоэлектростанции (Гнатусь, Хуторский, 2010), (Гнатусь и др., 2011). В расчетах были приняты следующие исходные данные: теплоноситель — вода, размеры трещин гидроразрыва —  $700 \times 700$  м, расстояние между трещинами  $l_r = 10$  м, количество трещин —  $n$ , раскрытие трещин  $b_r = 1$  мм, начальная температура пород в коллекторе  $T_{r0} = 300$  °С, температура теплоносителя на забое нагнетательной скважины (на входе в трещину гидроразрыва)  $T_{w0} = 60$  °С. Средние значения теплофизических свойств для горных пород составляли:  $\lambda_r = 2,7$  Вт/(м·К),  $\rho_r = 2700$  кг/м<sup>3</sup>,  $c_r = 1,0$  кДж/(кг·К); для закачиваемого теплоносителя —  $c_w = 4,2$  кДж/(кг·К),  $\rho_w = 1000$  кг/м<sup>3</sup>.

Изменение температуры теплоносителя на выходе из ГЦС с течением времени при различном количестве трещин  $n$  и заданном общем расходе теплоносителя (43 м<sup>3</sup>/час) приведено на рис. 9.

Из результатов расчетов следует, что срок эксплуатации ГЦС при температуре теплоносителя на выходе из него выше 250 °С составит от 30 до 50 лет в зависимости от количества трещин гидроразрыва. При этом разница в оценке сроков эксплуатации



коллектора, полученная численным и аналитическим решением, является незначительной и составляет около 2–3 лет.

Как показали результаты расчетов, срок службы ГЦС существенно зависит от расхода теплоносителя, прокачиваемого через коллектор.

Рис. 9. Температура теплоносителя на выходе из ГЦС при количестве трещин  $n$  и расходе теплоносителя 43 м<sup>3</sup>/час.

Линии: сплошная — численный расчет, штриховая — расчет согласно (16).

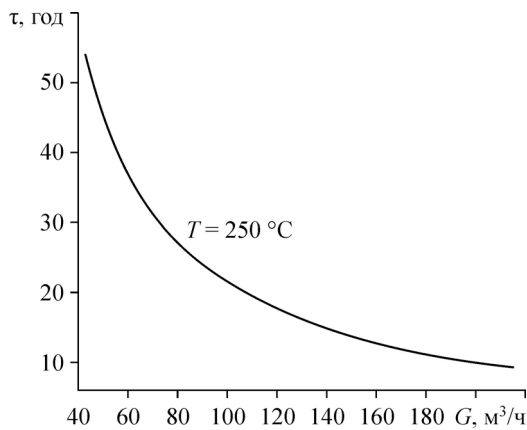


Рис. 10. Зависимость срока службы ГЦС от расхода теплоносителя при  $n = 5$ .

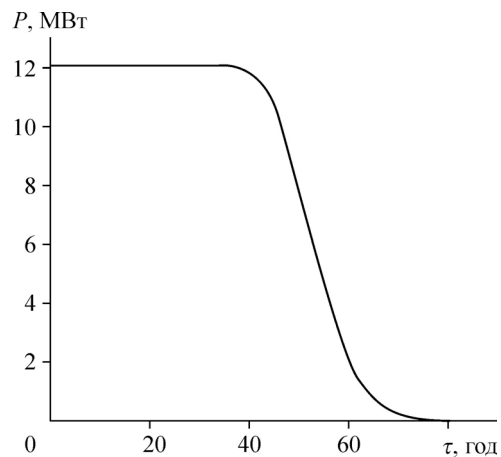


Рис. 11. Зависимость мощности ГЦС от времени при  $n = 5$  и общем расходе теплоносителя  $43 \text{ м}^3/\text{час}$ .

На рис. 10 представлены результаты численных расчетов срока службы геотермального коллектора при наличии пяти трещин гидроразрыва и температуре теплоносителя на выходе более  $250 \text{ }^\circ\text{C}$ . Согласно полученным результатам срок службы коллектора снизится с 50 до 10 лет при увеличении расхода теплоносителя от  $43$  до  $220 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Важной характеристикой ГЦС является ее тепловая мощность, которая определялась разностью энтальпий теплоносителя между добычной и забойной скважинами. Результаты расчетов изменения тепловой мощности ГЦС с течением времени при  $n = 5$  и общем расходе теплоносителя  $43 \text{ м}^3/\text{час}$  показаны на рис. 11.

### Выводы

1. Анализ мирового опыта освоения геотермальных энергетических ресурсов показал, что во многих странах мира уделяется большое внимание этому источнику энергии. В России наметилось отставание как в исследованиях по геотермальной тематике, так и во вводе новых мощностей ГеоТЭС. Опираясь на мировой опыт в освоении геотермальных ресурсов, учитывая перспективность, высокотехнологичность и колоссальный энергетический потенциал, в России необходимо в ближайшие годы активизировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области геотермальной энергетики.

2. В настоящее время в энергетике используются в основном гидротермальные ресурсы, которые составляют только 1 % от всех геотермальных ресурсов. Основная часть энергетических ресурсов расположена в более глубоких слоях Земли и относится к петротермальным, и их освоение является перспективой ближайшего будущего. Для успешного развития петротермальной энергетики важно продвижение в трех основных направлениях:

- отработки технологий создания больших объемов высокопроницаемых коллекторов геотермальных циркуляционных систем,
- разработки новых малозатратных методов бурения геотермальных скважин на основе инновационных методик,
- создании высокоэффективных систем преобразования тепловой энергии.

3. Проведенные в настоящей работе расчеты позволяют сделать вывод о продолжительности сроков эксплуатации коллекторов геотермальных циркуляционных систем. Так, при отборе тепловой мощности порядка 10 МВт срок эксплуатации коллектора может составить около пятидесяти лет. Удвоение отбираемой мощности сократит этот срок примерно до двадцати пяти лет. Расширение объема коллектора и увеличение числа трещин гидроразрыва позволит увеличить срок эксплуатации. Так, для увеличения

тепловой мощности ГЦС до 50 МВт при сохранении срока эксплуатации тридцать лет и более, необходимо повысить объем коллектора до 0,1 км<sup>3</sup> и увеличить количество трещин гидроразрыва в четыре раза.

### Список литературы

- Аксельруд Г.А.** 1966. Решение обобщенной задачи о теплообмене в слое // Инж.-физ. журн. Т. 11, № 1. С. 28–34.
- Алхасов А.Б.** 2008. Геотермальная энергетика. Проблемы, ресурсы, технологии. М.: Физматлит. 375 с.
- Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Борисов Г.А. и др.** 2002. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России // СПб.: Наука. 314 с.
- Гнатусь Н.А., Хуторской М.Д.** 2010. Тепло «сухих» горных пород — неисчерпаемый возобновляемый источник энергии // Литология и полезные ископаемые. № 6. С. 662–670.
- Гнатусь Н.А., Хуторской М.Д., Хмелевской В.К.** 2011. Петротермальная энергетика и геофизика // Вестн. МГУ. Секц. Геология. № 3. С. 41–48.
- Дядькин Ю.Д., Гендлер С.Г., Смирнова Н.Н.** 1993. Геотермальная теплофизика. СПб.: Наука. 255 с.
- Карслоу Г., Егер Д.** 1964. Теплопроводность твердых тел. М.: Наука. 487 с.
- Китаев Б.И.** 1972. Теплообмен в плотном слое. М.: Metallurgia. 430 с.
- Кононов В.И.** 2002. Геотермальные ресурсы России и их использование // Литология и полезные ископаемые. № 2. С. 115–125.
- Нигматулин Р.И.** 1978. Основы механики гетерогенных сред. М.: Наука. 336 с.
- Огуречников Л.А., Петин Ю.М.** 2003. Опыт создания и эксплуатации Паратунской геотермальной станции // Тр. междунар. геотермального семинара, МГС-2003, Сочи. С. 56.
- Романов В.А., Смирнова Н.Н.** 1977. Теплообмен при вынужденной конвекции в слабопроницаемой среде // Инж.-физ. журн. Т. 33, № 2. С. 305–310.
- Ромм Е.С.** 1972. Об одном случае теплопереноса в трещиноватой горной породе // Проблемы разработки месторождений полезных ископаемых Севера. Ленинград.: ЛГИ. С. 92–96.
- Рубинштейн Л.И.** 1972. Температурные поля в нефтяных пластах. М.: Недра. 276 с.
- Смирнова Н.Н.** 1978. Решение уравнений переноса тепла при фильтрации методом сведения к эквивалентному уравнению теплопроводности // Физическая гидродинамика и теплообмен. Новосибирск. С. 61–68.
- Смирнова Н.Н.** 1990. Нестационарный теплообмен при фильтрации в гетерогенных средах. Новосибирск. (Препр. / ИТФ СО АН СССР). 85 с.
- Фортов В.Е., Шпильрайн Э.Э.** 2005. Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира // Тр. междунар. конф. “Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы”; Махачкала. Т. 1. С. 14–30.
- Annual US Geothermal power production and development. report: 2013** // Geothermal Energy Association, Feb. 39 p. URL:[http://geoenergy.org/pdf/reports/2013AnnualUSGeothermalPowerProductionandDevelopmentReport\\_Final.pdf](http://geoenergy.org/pdf/reports/2013AnnualUSGeothermalPowerProductionandDevelopmentReport_Final.pdf)
- Bertani R.** 2007. World geothermal generation in 2007 // Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin. Klamath Falls, Oregon: Oregon Institute of Technology. Vol. 28, No. 5. P. 8–19.
- Curlett H.B., Geddes C.J.** 2006. Leveraging a new energy source to enhance heavy oil and oil sands production // GRC Bulletin, January/February. Vol. 35, No. 1. P. 32–36.
- DiPippo R.** 2005. Geothermal power plants. Principles, applications and case studies. Oxford, UK: Elsevier. 450 p.
- Holm A.** 2010. Geothermal energy // Intern. Market Update, Geothermal Energy Association. P. 7.
- Lund J.W., Freeston D.H.** 2000. World-wide direct uses of geothermal energy, 2000 // Proc. World Geothermal Cong., Japan, Hyushu-Tohoku. Vol. 1. P. 1–21.
- Main achievements from the multi-well EGS Soultz project during geothermal exploitation from 2010 and 2012** // EGC 2013. 10 p. URL:[http://labex-geothermie.unistra.fr/IMG/pdf/egc-2013-genter\\_vfinale.pdf](http://labex-geothermie.unistra.fr/IMG/pdf/egc-2013-genter_vfinale.pdf).
- Polizzotti R.S., Hirsch L.L., Herhold A.B., Ertas M.D.** 2003. Hydrothermal drilling method and system // Patent No. 20030121701.
- Potter R.M., Tester J.W.** 1998. Continuous drilling of vertical boreholes by thermal processes: including rock spallation and fusion // U.S. Patent. No. 20030121701.
- Studies and support for the EGS reservoirs at Soultz-sous-Forets.** 2009 // Final report, April 2004–May 2009, 6th FP of the European Commission — EC Contract № SES6-CT-2003-502706. 110 p. URL:[http://www.crege.ch/download/rapports/04-9\\_Soultz\\_EGS\\_project\\_final\\_report.pdf](http://www.crege.ch/download/rapports/04-9_Soultz_EGS_project_final_report.pdf).
- The Future of Geothermal Energy in the 21 Century** Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States. Report. 2006 // Massachusetts Institute of Technology. 358 p.
- Ziagos J., Phillips B.R., Boyd L., Jelacic A., Stillman G., Hass E.** 2013. A technology roadmap for strategic development of enhanced geothermal systems // Proc. Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, Feb 11–13.
- Ziagos J., Phillips B.R., Boyd L., Jelacic A., Stillman G., Hass E.** 2013. A technology roadmap for strategic development of enhanced geothermal systems // Proc., Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, Feb 11–13. URL:[http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/stanford\\_egs\\_technical\\_roadmap\\_2013.pdf](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/stanford_egs_technical_roadmap_2013.pdf).

*Статья поступила в редакцию 21 мая 2015 г.*