

Технико-экономические особенности технологии использования тепла земли для производства энергии и оценка стоимости петротермальной ТЭС



Н. Д. Рогалев,
д. т. н., профессор, зав. кафедрой
e-mail: RogalevND@mpei.ru



Н. Л. Кетоева,
к. э. н., доцент
e-mail: nhl76@mail.ru



Д. В. Никифорова,
аспирант, ассистент
e-mail: khitrova.d.v@mail.ru



С. О. Дмитриева,
бакалавр техники
и технологии
e-mail Svetlana.Dm.91@yandex.ru



Е. Е. Гудкова,
бакалавр техники
и технологии
e-mail gudliza@mail.ru

**Кафедра экономики промышленности и организации предприятий,
Институт проблем энергетической эффективности,
Национальный исследовательский университет «МЭИ»**

В статье представлены технико-экономические особенности технологии использования тепла Земли, приведены основные достоинства и недостатки. Описана принципиальная схема петротермальной ТЭС. Предложена теоретическая модель по оценке стоимости и представлены основные результаты расчета экономической эффективности петротермальной ТЭС.

Ключевые слова: тело Земли, петротермальная ТЭС, оценка стоимости, экономическая оценка эффективности, автономное энергоснабжение.

В XXI веке наука и промышленность развивается весьма стремительно, а это предполагает повышение потребления энергии, а следовательно и энергоресурсов. Существующих запасов нефти в России хватит на 50 лет добычи, газа — на 75 лет. Такое мнение в ходе пресс-конференции высказал экс-министр геологии СССР, заведующий кафедрой оптимизации Российского государственного геологоразведочного университета (РГГРУ) Евгений Козловский. Это приводит к тому, что человечество занимается поисками альтернативных источников энергии. На территории РФ в большей мере нашли

применение энергия ветра, энергии солнца и геотермальная энергия.

Согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р были утверждены «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.» и установлены следующие значения целевых показателей объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии (кроме гидроэлектростанций

установленной мощностью более 25 МВт) примерно с 0,5 до 4,5%.

Нетрадиционные источники, такие как солнце и ветер, обладают достаточно большим потенциалом, но сравнительно небольшой надежностью. В научно-исследовательской работе, которую проводит научно-образовательный центр «Инновационное развитие в энергетике и промышленности» НИУ «МЭИ» под руководством Н. Д. Рогалева, предлагается использовать тепло глубинных пород Земли для автономного энергоснабжения потребителей.

Петротермальная энергия, заключенная в твердых породах составляет 99% от общих ресурсов подземной тепловой энергии и является повсеместно доступной, поэтому представляет наибольший интерес для систем энергоснабжения. На протяжении миллиардов лет ядерные, гравитационные и другие процессы внутри Земли генерировали и генерируют тепловую энергию. Общий вынос тепла недр к земной поверхности втрое превышает современную мощность энергоустановок мира и оценивается в 30 ТВт [1]. Анализ использования петротермальной энергии на территории Российской Федерации позволил выявить основные достоинства и недостатки. Достоинства использования петротермальной энергии:

- повсеместное использование петротермальной энергии;
- бесперебойное энергоснабжение потребителей от петротермальной ТЭС;
- низкая себестоимость тепловой и электрической энергии;
- отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду;
- развитие петротермальной энергетики создает направление для исследований в области сверхглубокого бурения;
- высокая надежность и эффективность энергосистемы;
- срок службы скважины более 30 лет;
- возможность использования фонда заброшенных глубоких и сверхглубоких скважин;
- использование отечественного оборудования;
- происходит отбор тепла глубинных пород земли, и значит, в некоторой степени снижается сейсмическая активность местности.

Недостатки использования петротермальной энергии:

- малый опыт бурения сверхглубоких скважин в России. Большая часть бурового оборудования не выдерживает высоких температур пород;
- высокая стоимость бурения и продолжительные сроки бурения и благоустройства скважины;
- отсутствие поддержки органов государственной власти в развитии петротермальной энергетики;
- ограниченная теплообменная поверхность;
- отсутствие прототипов во всем мире;
- не полностью изучены теплообменные процессы на глубине свыше 5000 м.

Перенос энергии Земли к потребителю осуществляется посредством строительства петротермальной ТЭС, принципиальная схема представлена на рис. 1.

Принцип работы: вода из первой подъемной трубы с температурой t_2 поступает в теплообменник-испаритель 2, где доводит до состояния кипения циркулирующий в системе низкокипящее рабочее тело фреон 11 (Ф-11). После теплообменника-испарителя Ф-11 в парообразном состоянии поступает в турбину 3 и вращает ее. Выработка электричества производится генератором 4, закрепленном на валу турбины 3. Затем Ф-11 поступает в теплообменник-конденсатор 5, где охлаждается благодаря циркуляции холодной воды из градирни. Циркуляция Ф-11 обеспечивается циркуляционным насосом 6. Циркуляция воды в водооборотном цикле обеспечивается циркуляционным насосом 11. Вода из второй подъемной скважины идет на теплообменники для гвс и отопление, находящиеся в ГТП. Циркуляция воды из скважины осуществляется насосами 9 и 10.

Строительство петротермальных ТЭС возможно повсеместно, основным определяющим фактором является значение геотермального градиента. Геотермический градиент колеблется в значительных пределах и зависит от ряда причин: теплопроводности, характера залегания и состава горных пород, движения подземных вод, гидрохимических процессов. Значения градиентов температур на территории России изменяются от 0,39 °С/100 м (скважина Аргун) до 6,86°С/100 м (скважина 1 Галюгаевская).

В большинстве мест геотермический градиент составляет не более 2–3°С/100 м. Однако в местах

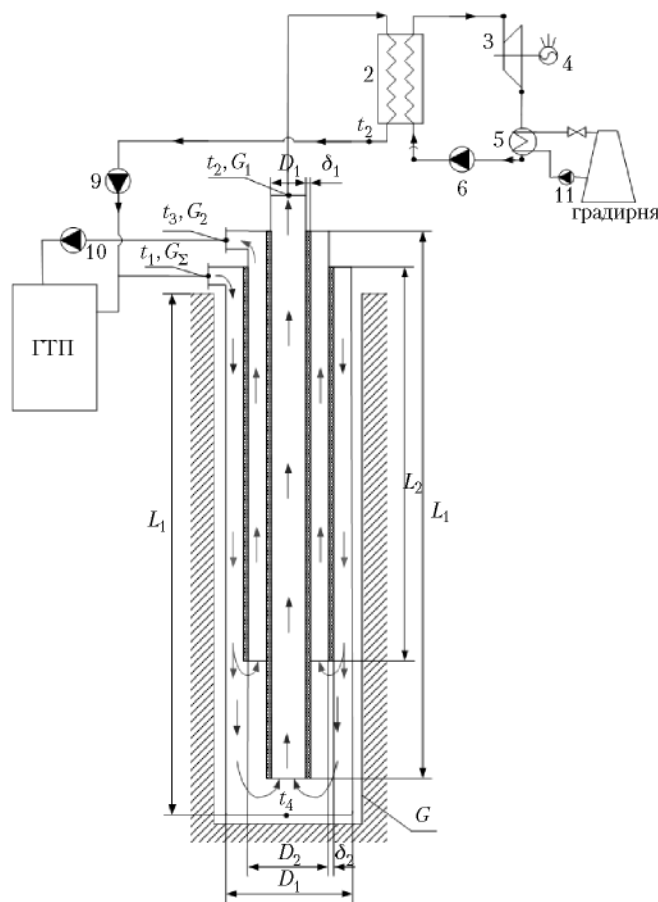


Рис. 1. Принципиальная схема использования двухцелевого геотермального теплообменника для энергоснабжения автономного потребителя

молодого вулканизма, вблизи разломов земной коры геотермический градиент повышается и на глубине нескольких километров температура пород выше 100°C. Это говорит о том, что на некоторых территориях РФ можно получить неиссякаемый источник энергии с достаточно высоким потенциалом.

Для оценки стоимости петротермальной ТЭС можно применить три способа: затратный, сравнительный и доходный.

Затратный подход предполагает рассмотрение оцениваемого объекта с точки зрения издержек, осуществленных на строительство системы энергоснабжения. В работе использован подход основанный на оценке суммарных дисконтированных затрат при создании энергосистемы. На рис. 2 представлены этапы оценки стоимости создания петротермальной ТЭС.

Оценку экономической эффективности необходимо начать с выбора конкретного региона для строительства петротермальной ТЭС. Научной группой были рассмотрены и проанализированы следующие материалы:

- Карта электроэнергетики России и сопредельных государств. Цель — определить регионы России, в которых в настоящее время существует нехватка электростанций, а, следовательно, и электроэнергетики.
- Карта уровня газификации жилого фонда Российской Федерации в городах и рабочих поселках на 2000 г. и карты газопроводов, проложенных на территории России за 2000–2012 гг. Цель — определить регионы, с плохо развитой инфраструктурой газопроводов.
- Карта геотермического градиента в верхней части земной коры на территории СССР и карта распределения температур на поверхности кристаллического и складчатого основания территории СССР. Цель — определить регионы с наибольшим значением геотермического градиента.
- Карта Транспортной инфраструктуры России 2010–2030 гг. Цель — выявление наличия железнодорожного сообщения для транспортировки буровой установки.

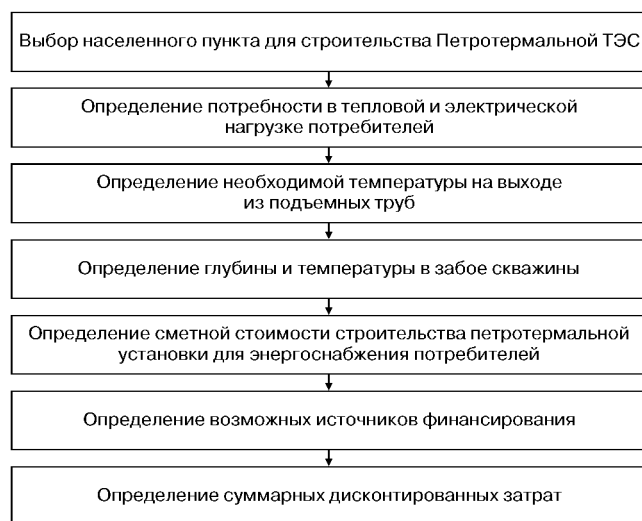


Рис. 2. Теоретическая модель оценки стоимости петротермальной ТЭС

Из первых двух карт (газификация и электроэнергетика), стало очевидно, что наиболее подходящий регион для нашего проекта — Сибирь. Однако там практически отсутствуют железные дороги, а, следовательно, транспортировка буровой установки будет весьма затратна. Также значение геотермического градиента значительно ниже, чем в некоторых других регионах и плотность населения достаточно низкая.

Далее были проанализированы тарифы на электроэнергию. Районы с наиболее высокими тарифами были сопоставлены с районами, выбранными исходя из анализа карт. В результате наиболее выгодный для применения петротермальной технологии оказался Краснодарский край: высокий тариф на электроэнергию, большое количество населенных пунктов, расположенных достаточно близко друг к другу (высокая плотность населения), высокий геотермический градиент, хорошая транспортная инфраструктура.

Для проведения расчетов был выбран п. Лазурный Краснодарского края, численность населения 2754 чел. по данным переписи населения за 2010 г. [2].

Чтобы определить электрическую и тепловую нагрузку по каждому населенному пункту необходимо получить данные об удельных расходах электрической и тепловой энергии на человека. Данные были получены из приказов Региональной энергетической комиссии — Департамента цен и тарифов Краснодарского края от 31 августа 2012 г. по нормативам потребления тепловой и электрической энергии (без приборов учета).

Для использования этих данных по потреблению электрической энергии в последующих расчетах были сделаны следующие допущения:

- нормативы потребления электрической энергии на 1 чел. были усреднены исходя из данных по количеству комнат и количеству проживающих в квартире в жилом доме;
- принималось, что в квартирах, оборудованных электроводонагревателем, есть ванная, душ, раковина и кухонная мойка.

Для расчета норматива потребления тепловой энергии на 1 человека использовался норматив жилой площади, установленный в Краснодарском крае 14 м² на 1 чел. [3]. При этом считается, что отопительный период по всем муниципальным образованиям длится 7 месяцев, кроме города Сочи, где отопительный период составляет 6 месяцев [4]. Расчет нагрузки на горячее водоснабжения проведен согласно методике указанной в СНиП 2.04.01–85*.

В результате для п. Лазурный получены следующие данные: тепловая нагрузка на систему отопления 6265 Гкал/год, тепловая нагрузка на систему горячего водоснабжения 6030,9 Гкал/год, электрическая нагрузка 4197 МВт ч/год.

Исходя из потребностей энергоснабжаемого объекта определяются температуры теплоносителя на входе в контур с низкокипящим рабочим телом и групповой тепловой пункт. Необходимо учесть тепловые потери в забое скважины при переносе тепла от пород к теплоносителю и при подъеме теплоносителя от забоя скважины к поверхности земли.

Температурный график для системы отопления в п. Лазурный составляет 75/55, следовательно, примем, что температура на выходе из 2-й подъемной трубы должна быть не менее 80°C. Температура испарения низкокипящего рабочего тела в контуре составляет 85°C, согласно ранее проведенным расчетам температура теплоносителя из 1-й подъемной трубы должна составлять 110°C.

Согласно карте геотермических градиентов в п. Лазурный значение градиента достигает 3,5°C/100 м [5]. Это значит, что в приближении на глубине 3500 м температура пород составляет 122,5°C. Примем, что температура теплоносителя в забое скважины равна 120°C.

Ввиду отсутствия аналогов данного энергообъекта в мировой практике, достаточно тяжело оценить полную величину затрат на их сооружение. Двумя наиболее значимыми звеньями энергокомплекса являются скважина, с опущенными в нее подъемными трубами и энергомодуль, работающий на низкокипящем рабочем теле. Для бурения скважин в Краснодарском крае планируется использовать буровую установку с принципиально новым буровым снарядом БС-01 [6]. Капитальные вложения в буровой комплекс на 2009 г. оцениваются в 940 млн руб. Индекс потребительских цен в сентябре 2012 г. в % к декабрю 2009 г. составляет 1,214, следовательно на сегодняшний момент стоимость бурового комплекса составляет 1140 млн руб. Ресурс работы комплекса — 2000 км, срок службы — 10 лет. На бурение 1000 м приходится 0,57 млн руб. По данным авторов статьи полные затраты на бурение составят 0,94 млн руб. на 1000 м. Для проведения расчет был использован энергомодуль фирмы «Ормат», Израиль (циркуляционный насос, теплообменник-испаритель, теплообменник-конденсатор, турбина, генератор). Энергомодули фирмы «Ормат» поставляются по цене в среднем 1000 \$/кВт [7]. На Кировском заводе был спроектирован энергомодуль мощностью 1,5 МВт на озонобезопасном фреоне-42b. В настоящее время работы по созданию специальной турбины ведутся в ОАО «Наука». На данный момент точная стоимость энергоблока не известна. При производстве и реализации Кировским заводом энергомодуля значительно снизятся затраты на транспортировку и обслуживание.

Научной группой рассчитаны технические параметры петротермальной ТЭС и подобрано основное оборудование, в результате проведенных расчет суммарные вложения в строительство составляют 164,85 млн руб.

Для строительства, предложенного в работе энергообъекта, можно рассмотреть следующие источники инвестиций:

- Инвестиционное кредитование. Предоставление кредитных средств для реализации долгосрочных инвестиционных проектов компании. Ставка по кредиту от 14 до 24%. Срок кредита до 15 лет. Возможно получение в любом крупном банке РФ.
- Инвестиционный налоговый кредит. Согласно статье 66 Налогового кодекса РФ уменьшение платежей по налогу производится по каждому платежу соответствующего налога, по которому

предоставлен инвестиционный налоговый кредит, за каждый отчетный период до тех пор, пока сумма, не уплаченная организацией в результате всех таких уменьшений (накопленная сумма кредита), не станет равной сумме кредита, предусмотренной соответствующим договором. В каждом отчетном периоде суммы, на которые уменьшаются платежи по налогу, не могут превышать 50% размеров соответствующих платежей по налогу. Инвестиционный налоговый кредит может быть предоставлен на срок от одного года до пяти лет. Накопленная в течение налогового периода сумма кредита не может превышать 50% размеров суммы налога, подлежащего уплате организацией за этот налоговый период.

- Крупные компании топливно-энергетического комплекса. Необходимо введение налоговых льгот для компаний экспортирующих углеводородное топливо при условии использования энергии ВИЭ.
- Государство, федеральные и региональные программы.

Каждый из этих вариантов может быть использован, но наиболее оптимальным будет вариант комбинирования двух или даже трех вариантов.

В работе была рассмотрена комбинация двух источников: инвестиционный налоговый кредит и собственные средства крупной энергетической компании.

Ежегодные затраты, складывающиеся из издержек на заработную плату, страховых взносов, амортизационных затрат и отчислений на капитальный ремонт, начисляются с месяца пуска энергоустановки.

Для расчета себестоимости необходимо распределение общих затрат между видами продукции. Одним из наиболее точных методов расчета является метод электрических эквивалентов. При распределении затрат по этому методу рассчитывается доля каждого вида энергии в общем объеме производства. Для сопоставимости все виды мощности и энергии выражаются в единицах электроэнергии, т. е. в киловаттах или киловатт-часах. Используются различные коэффициенты распределения: для условно-постоянных и условно-переменных затрат. Этот метод применяется в упрощенном виде, когда все виды затрат распределяются пропорционально количеству энергии, без учета их зависимости от режимов работы оборудования [8].

Таблица 1
Технико-экономические показатели в ценах 2012 г.

Показатели	Значения
Установленная электрическая мощность, МВт	1
Установленная тепловая мощность, МВт	2,22
Капиталовложения, млн руб.	164,85
Суммарные ежегодные издержки, млн руб.	11,097
Себестоимость тепловой энергии, отпущенной потребителю, руб/Гкал	460,28
Себестоимость электроэнергии, отпущенной потребителю, коп/кВт·ч	60,49

Так как в данной энергоустановке отсутствуют затраты на топливо, следовательно отсутствуют и условно-переменные издержки.

Основные данные полученные в результате проведенных расчетов представлены в табл. 1.

Для завершения оценки стоимости энергоустановки рассчитано значение суммарных дисконтированных затрат для расчетного периода 10 лет и оно составило 208,83 млн руб. Для оценки инвестиционной привлекательности проекта научной группой было принято решение рассчитать чистый дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости за данный расчетный период. Чистый дисконтированный доход 30,18 млн руб., дисконтированный срок окупаемости — 6 лет и 2 месяца. Для энергетики это достаточно хороший результат, уменьшение срока окупаемости возможно при более сильной государственной поддержке. Дальнейшая научная работа коллектива авторов направлена на оценку конкурентоспособности петротермальной технологии и разработку стратегии развития петротермальных ТЭС на территории Российской Федерации.

* * *

Исследование выполнено при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, соглашение 14.В37.21.0503.

Список использованных источников

1. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз/Гл. ред.: В. З. Гарипов, Е. А. Козловский. М., 2004.
2. Сайт Федеральной службы государственной статистики. <http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat/rosstatsite/main>.
3. Сайт администрации Краснодарского края. <http://admkrasnodar.ru>.
4. Сайт Региональной энергетической комиссии — Департамент цен и тарифов Краснодарского края. <http://www.rek23.ru>.
5. А. А. Смыслов, С. Н. Суриков, А. Б. Вайнблат. Геотермическая карта России. Геологический атлас России. Масштаб 1:10000000. М.—СПб., 1996.

6. Н. А. Гнатусь. Буровой снаряд, не имеющий аналогов в мировой энергетике//Энерго – info, № 6, 2007.
7. В. В. Абрамов и др. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: информационный сборник/Под общей ред. В. Я. Путилова. М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
8. Н. Д. Рогалев, А. Г. Зубкова, И. В. Мастерова и др. Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов/Под ред. Н. Д. Рогалева. 2-е изд., испр. и дополн. М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

The technical and economic aspects of using geothermal technology for energy production and an estimation of the cost of a hot dry rock geothermal power plant

N. D. Rogalev, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department, the Department of Economics of Industry and Enterprise Management, Institute of Power Engineering Efficiency Problems, National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

N. L. Ketoeva, PhD in Economics, Docent, the Department of Economics of Industry and Enterprise Management, Institute of Power Engineering Efficiency Problems, National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

D. V. Nikiforova, Assistant, the Department of Economics of Industry and Enterprise Management, Institute of Power Engineering Efficiency Problems, National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

S. O. Dmitrieva, Bachelor of Engineering and Technology, the Department of Economics of Industry and Enterprise Management, Institute of Power Engineering Efficiency Problems, National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

E. E. Gudkova, Bachelor of Engineering and Technology, the Department of Economics of Industry and Enterprise Management, Institute of Power Engineering Efficiency Problems, National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

The technical and economic aspects of using geothermal technology and the main advantages and disadvantages of this technology are presented in the paper. The article describes the basic scheme of a hot dry rock geothermal power plant. Theoretical model to assess the cost and the main results of the calculation of the economic efficiency of dry rock geothermal power plant is applied in the paper.

Keywords: geothermal energy, hot dry rock geothermal power plant, estimation of cost, economic evaluation of the effectiveness, independent power supply.

IDCEE 2013

Интернет-технологии и инновации

10–11 октября 2013 года в Киеве состоится международная конференция IDCEE 2013 Интернет технологии и инновации.

IDCEE служит форумом для Интернет-предпринимателей, венчурных фондов и инвесторов-ангелов Центрально-Восточной Европы и других стран мира, где они могут узнать о последних трендах и развитии Интернет-технологий, а также послушать увлекательные и полезные выступления и панельные дискуссии от глобальных «светил» в сфере Интернет-деятельности и венчурного капитала, обменяться мнениями, опытом и обрести новые контакты.

В рамках Конкурса стартапов IDCEE предоставляет уникальную возможность 150 отобранным стартапам региона презентовать свои проекты представителям ведущих мировых венчурных фондов и инвесторам. Финалисты Конкурса стартапов получают возможность представить свои проекты на главной сцене перед всей аудиторией мероприятия.