

УДК 504.55.054:622(470.6)

DOI: 10.46698/VNC.2023.51.69.006

Оригинальная статья

Региональное тепловое поле и геотермальные ресурсы Кавказского региона

М.Д. Хуторской 

Геологический институт Российской академии наук,
Россия, 119017, г. Москва, Пыжевский пер, 7, стр.1,
e-mail: mdkh1@yandex.ru

Статья поступила: 27.05.2023, доработана: 31.08.2023, принята к публикации: 04.08.2023

Резюме: Актуальность: Возросший в последние десятилетия в мире интерес к альтернативным возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) обусловлен не только истощением запасов углеводородного топлива, но и необходимостью решения ряда экологических проблем. **Целью статьи** является выявление перспектив использования термальных вод. **Методы работы:** При всех способах разработки месторождений термальных вод Северный Кавказ по нескольким причинам следует отнести к числу наиболее перспективных регионов для широкого вовлечения теплоэнергетических вод в топливно-энергетический баланс. На всей территории региона – от Дагестана на востоке до Краснодарского края на западе – выявлены значительные ресурсы природных теплоносителей с различным тепловым потенциалом. Климатические условия и преимущественно агропромышленная специализация теплопотребителей обеспечивают благоприятные предпосылки для использования теплоэнергетических вод дополнительно или в некоторых случаях взамен традиционных источников энергии. И наконец, в пределах Северного Кавказа проведены значительные объемы геологоразведочных работ и выявлено большое число месторождений термальных вод. **Результаты работы:** Рассмотрены особенности теплового поля Кавказского региона и перспективы утилизации геотермальных (гидро- и петротермальных) ресурсов, как одного из перспективных альтернативных и возобновляемых источников энергии. Подчеркнута связь распределения теплового потока с историей тектонического развития региона.

Ключевые слова: термальные воды, гидротермальные ресурсы, петротермальные ресурсы, геотермическое поле.

Благодарности: Работа подготовлена при финансовой поддержке Российского научного Фонда (проект № 23-17-00019).

Для цитирования: Хуторской М.Д. Региональное тепловое поле и геотермальные ресурсы Кавказского региона. *Геология и геофизика Юга России*. 2023. 13(3): 73-88. DOI: 10.46698/VNC.2023.51.69.006

DOI: 10.46698/VNC.2023.51.69.006

Original paper

Regional thermal field and geothermal resources of the Caucasus region

M.D. Khutorskoy 

Geological Institute, Russian Academy of Sciences,
Russia, 119017, Moscow, Pyzhevsky lane, 7, building 1,
e-mail: mdkh1@yandex.ru

Received: 27.06.2023, revised: 31.07.2023, accepted: 04.08.2023

Summary: Relevance: The growing interest in alternative renewable energy sources (RES) in the world in recent decades is due not only to the depletion of hydrocarbon fuel reserves, but also to the need to solve a number of environmental problems. **The aim** of the article is to identify the prospects for the use of thermal waters. **Methods of work:** With all methods of developing thermal water deposits, the North Caucasus, for several reasons, should be considered one of the most promising regions for the widespread involvement of thermal energy waters in the fuel and energy balance. Throughout the region – from Dagestan in the east to the Krasnodar Territory in the west – significant resources of natural coolants with different thermal potential have been identified. Climatic conditions and the predominantly agro-industrial specialization of heat consumers provide favorable prerequisites for the use of thermal energy waters additionally or, in some cases, instead of traditional energy sources. And finally, significant amounts of geological exploration work have been carried out within the North Caucasus and a large number of thermal water deposits have been identified. **Results of the work:** The features of the thermal field of the Caucasus region and the prospects for the utilization of geothermal (hydro- and petrothermal) resources as one of the promising alternative and renewable energy sources are considered. The connection between the distribution of heat flow and the history of the tectonic development of the region is emphasized.

Keywords: thermal waters, hydrothermal resources, petrothermal resources, geothermal field.

Acknowledgments: *The work was prepared with the financial support of the Russian Science Foundation (project No. 23-17-00019).*

For citation: Khutorskoy M.D. Regional thermal field and geothermal resources of the Caucasus region. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2023. 13(3): 73-88. DOI: 10.46698/VNC.2023.51.69.006

Введение

Объективные факторы (резервы ископаемого топлива и урана, а также изменения среды, вызванные традиционной огневой и атомной энергетикой) позволяют утверждать, что переход к новым способам и формам получения энергии является неизбежным. Чем раньше будет сделан прорыв в этом направлении, тем менее болезненным он будет для всего общества и тем более выгодным для страны, где такой прорыв произойдет.

Неисчерпаемая тепловая энергия Земли – геотермальная энергия – занимает среди альтернативных энергетических источников одно из лидирующих мест. Геотермальная энергетика – это отрасль энергетики, производящая тепловую или электрическую энергию за счет использования глубинного тепла Земли на основе природно-техногенных систем, обеспечивающих отбор тепла из естественных или

искусственных подземных резервуаров. Непрерывная генерация внутриземного тепла за счет радиоактивного распада долгоживущих изотопов (в первую очередь, ^{238}U , ^{232}Th и ^{40}K), содержащихся в геосферах Земли, а также переход энергии гравитационной дифференциации в глубинных оболочках планеты в тепло компенсируют его внешние потери в виде теплового потока, излучаемого в атмосферу, и определяют возобновляемость геотермальных ресурсов.

Весьма богатые по сравнению с другими странами топливные ресурсы России пока обеспечивают развитие отечественной энергетики, поэтому освоение новых нетрадиционных источников энергии еще не стало у нас действительно острой необходимостью и социально значимой проблемой. Это объясняет, но отнюдь не оправдывает недостаточное внимание государственных структур к программам освоения нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов, в том числе, и геотермальных.

Однако надо все же учесть, что из всех ВИЭ геотермальная энергия – наиболее сложный в использовании вид. Исследование регионального теплового поля, определение теплофизических свойств горных пород, их водонасыщенности, моделирование процессов тепломассопереноса в геологической среде выполняют геологи, геофизики и гидрогеологи. Бурение геотермальных скважин и обустройство месторождений осуществляют специалисты по бурению. Обратная закачка отработанного геотермального теплоносителя в объемахкратно больших, чем при добыче нефти, требует специальных компетенций. Геотермальные воды имеют сложный химический и газовый состав, который в сочетании с высокими температурами обуславливает необходимость разработки специальных методов защиты от отложения солей и коррозии как в стволе скважин, так и на глубинах 2–3 км. Создание геотермальных систем теплоснабжения требует учёта таких специфических особенностей теплоносителя, как стабильная в течение всего срока эксплуатации температура, переменный в течение срока эксплуатации дебит скважин, необходимость подбора потребителей для максимально возможной загрузки скважин в течение года, необходимость защиты окружающей среды при сбросе отработанного флюида от теплового и химического загрязнения [Бутузов и др., 2018].

Гидротермальные ресурсы

Гидротермальные ресурсы считаются одним из самых надежных видов теплоносителей, так как они постоянно пополняются за счет круговорота воды в природе и участвуют в теплообмене с вмещающими породами. Тепло, генерируемое недрами Земли, доступно в любое время года и в любую погоду.

По условиям теплового питания гидротермальные ресурсы можно разделить на две группы: а) формирующиеся в аномальных геотермических условиях под действием современных вулканических и магматических процессов; б) формирующиеся в региональном тепловом поле. К первым относятся гидротермальные системы, приуроченные к пористым осадочным образованиям и к трещинным зонам, а вторым – пластовые подземные воды обширных артезианских бассейнов. По химическому и газовому составу выделяются сероводородно-углекислые, водородные, углекислые, азотные, азотно-углекислые, метановые и азотно-метановые гидротермальные ресурсы. Различные типы термальных вод и парогидротерм различаются по своему тепловому потенциалу, что обуславливает выбор той или иной технологии их практического использования.

В верхних 5–10 км земной коры подземные воды циркулируют под действием

силы тяжести, или напора и постоянно обмениваются с поверхностными водами. С глубиной ухудшается проницаемость коры, снижаются напоры, что приводит к уменьшению подвижности вод. На некоторых глубинах (зоны замедленного водообмена или застойных вод) подвижность воды снижается настолько, что её роль в теплопереносе становится несущественной. Происходит уже не конвективный теплоперенос, а диффузионный или кондуктивный перенос тепла.

Гидротермальные ресурсы составляют лишь 1% от общих ресурсов геотермальной энергии, но в силу относительной технологической простоты их извлечения утилизация этого вида внутриземных ресурсов началась более ста лет назад и с успехом продолжается до настоящего времени. Однако районы их возможного энергетического использования приурочены к зонам современного вулканизма, где подземные воды приобретают дополнительный тепловой потенциал при соприкосновении с магматическими телами и циркулируют на относительно небольшой глубине, доступной для буровой техники сегодняшнего дня. Правда, срок службы скважин во многих странах не достигает и десяти лет. Использование термальных высокоминерализованных вод в качестве теплоносителя приводит к химической коагуляции скважин, солеотложению и коррозии оборудования. Кроме того, все источники гидротермальной энергии в подавляющем большинстве случаев отдалены от потребителя. Это во многом ограничивает их утилизацию, хотя следует указать на значительный прирост в последнее двадцатилетие доли гидротермальной энергии в таких странах, как Мексика, Филиппины, Япония, Новая Зеландия, Китай, Сальвадор и др. В России общая инсталлированная мощность геотермальных электростанций составляет 73 МВт, хотя до 2000 г. электроэнергия производилась только на Паужетской геотермальной теплоэлектростанции (ГеоТЭС) мощностью 11 МВт на юге Камчатки. До указанного значения мощность возросла после пуска на Камчатке в 2000 г. Верхне-Мутновской – мощностью 12 МВт и в 2001 г. Мутновской ГеоТЭС мощностью 50 МВт.

Опыт подтверждает, что при наличии неглубоких коллекторов природного пара ГеоТЭС представляют собой наиболее выгодный вариант использования геотермальной энергии. По предварительным оценкам на территории России прогнозные запасы термальных вод с температурой 40–250°C, минерализацией 35–200 г/л и глубиной залегания до 3 км возможно извлекать с дебитом 21–22 млн м³/сут., что эквивалентно сжиганию 30–40 млн т у.т./год [Поваров и др., 1994].

Опыт, накопленный различными странами, в том числе и Россией, относится в основном к использованию природного пара и термальных вод, вместе называемых парогидротермами. Они остаются пока наиболее реальной базой геотермальной энергетики. Применение парогидротерм и термальных вод в ряде стран давно уже приняло промышленные масштабы. Гидротермальные месторождения успешно разрабатываются более чем в 100 странах мира, лидерами среди которых являются США, Филиппины, Мексика, Индонезия, Италия, Исландия, Новая Зеландия, Япония, Китай, Франция, Венгрия и др. Наша страна по объему используемых гидротермальных ресурсов занимает «почетное» 19-е место.

Большие запасы тепла могут быть аккумулированы в гидротермальных системах, формирующихся в региональном тепловом поле. К таким системам можно отнести Северо-Кавказский и Закавказский бассейны. Температура вод в этих регионах на глубинах до 1 км достигает 100°–120°C. Этим условиям недостаточно для производства электроэнергии даже с применением бинарного цикла, но достигнутые на глубине температуры вполне пригодны для теплоснабжения, в парниково-

тепличном хозяйстве, в сельскохозяйственных и промышленных производствах.

На Северном Кавказе термальные воды образуют многослойные артезианские бассейны в осадках мезозоя и кайнозоя предгорных прогибов и Скифской плиты. Минерализация и температура этих вод широко варьируют – в прогибах на глубине 1–2 км от 0,5 до 65 г/л и от 70 до 100°C, а на плите на глубинах до 4–5 км от 1 до 200 г/л и от 50°C до 170 °C.

Примерами использования термальных вод для теплоснабжения в кавказском регионе могут быть эксплуатируемые системы в городах Махачкала, Кизляр, Избербаш, Тарумовка, Грозный (Ханкала), Лабинск. Горячим геотермальным водоснабжением пользуются около 400 тыс. человек. В Тернаире, Кизляре, Ханкале, Мостовском и других районах Северного Кавказа расположены большие тепличные комплексы, отапливаемые термальными водами. Термальные воды используются для обогрева коровников, свиноферм и птичников. Используются они также на нескольких курортах. В табл. 1 приведены сведения об использовании термальных вод в регионах Кавказа.

Таблица 1 / Table 1

**Прямое использование геотермальных ресурсов Кавказского региона
(на 31 декабря 2020 г.) / Direct use of geothermal resources of the Caucasus region
(as of December 31, 2020)**

Район / Area	Тип ¹⁾ / Type	Максимальное использование / Maximum usage			Мощность (МВт) / Power(MW)	Среднегодовое использование / Average annual use		
		Дебит (кг/сек) / Debit (kg/sec)	Температура(°C) / Temperature			Средний дебит, кг/сек / Average flow rate, kg/sec	Энергия, ТДж/ год Energy, TJ/ear	Фактор нагрузки Load factor
на входе / at the entrance	на выходе / at the exit							
СЕВЕРНЫЙ КАВКАЗ / NORTH CAUCASUS								
<i>Скифская плита / Scythian plate</i>								
Краснодарский край Krasnodar region	ИСЖТБП	370	80	30	77	222	1 465	0,6
Ставропольский край Stavropol region	СТП	60	100	30	18	36	335	0,6
Адыгея Adygea	СТ	49	80	30	10	25	162	0,5
<i>Предгорные прогибы / Foothill troughs</i>								
Кабардино-Балкария Kabardino-Balkaria	П	70	70	30	2	6	33	0,5
Дагестан Dagestan	ИТБП	339	80	30	71	203	1 340	0,5
Карачаево-Черкесия Karachay-Cherkessia	Г	25	65	30	4	13	58	0,5
Северная Осетия North Ossetia	Г	21	60	30	3	10	41	0,5
ВСЕГО TOTAL		>1 466			327	> 888	> 6135	

Примечания. ¹⁾ И = промышленные процессы; С = сушка продуктов сельского хозяйства (зерна, овощей, фруктов); Ж = животноводство и рыбозаготовление; Т = теплоснабжение; Б = бальнеолечебницы, бассейны; П = парниково-тепличные хозяйства; Г=горячее водоснабжение;

Перспективны запасы термальных вод в соседней Грузии, которые допускают

расход в сутки 300–350 тыс. м³ с температурой до 80°C. Столица Грузии находится над месторождением термальных вод с метан-азотным и сероводородным составом и температурой до 100°C.

Петротермальные ресурсы

Огромное значение для энергетики будущего имеет извлечение тепловой энергии, заключенной в «сухих» горных породах – то есть петротермальных ресурсов. Это наиболее крупные и широко распространенные источники энергии, потому что горячие скальные породы, залегающие, правда, на разных глубинах, есть повсюду. Геотермальная энергия, заключенная в твердых горячих породах, составляет около 99% от общих ресурсов подземной тепловой энергии [Гнатусь, Хуторской, 2010].

Отечественная идея извлечения основных геотермальных ресурсов, заключенных в твердых породах, была высказана еще в 1915 году К.Э. Циолковским [1989].

В 1920 году В.А. Обручевым в незавершенной им повести «Тепловая шахта» описана геотермальная циркуляционная система (ГЦС) в горячем гранитном массиве на глубине 3000 м.

Большой вклад в развитие идей по извлечению и использованию петротермальных ресурсов в нашей стране внесли профессор Ленинградского горного института им. Г.В. Плеханова Ю.Д. Дядькин, академики АН УССР А.Н. Щербань и О.А. Кремнев и представители созданных ими школ [Дядькин, 1974, 1989; Тепло ..., 1974]. Они заложили основы новой научной дисциплины – геотермальной теплофизики, в которой обосновываются физические предпосылки для моделирования переноса массы и энергии в различных структурных средах, приводятся методики тепловых и гидродинамических расчетов циркуляционных систем с естественными и искусственными коллекторами, а также дается теплофизический анализ работы систем извлечения энергоресурсов из массива горячих горных пород. Кроме перечисленных фундаментальных вопросов геотермии, в их трудах изложены технологические основы и инженерные решения по извлечению геотермальной энергии из природных и искусственных подземных тепловых коллекторов.

По имеющимся данным, общий ресурс тепловой энергии Земли, размещенной на глубинах до 10 км, эквивалентен тепловому потенциалу сжигания $34,1 \cdot 10^9$ млрд тонн условного топлива. Это в несколько тысяч раз больше тепловой способности всех известных запасов топлива на Земле.

Разумеется, что практический интерес вызывает не общий потенциал геотермальной энергии, а та его часть, которая отвечает современным техническим возможностям проникновения в недра планеты. Ориентируясь на достигнутые успехи традиционной технологии глубокого и перспективные технологии свехглубокого бурения, резонно ограничить технически доступные ресурсы геотермальной энергии общим теплосодержанием верхних 10–12 км земной коры в пределах суши.

На глубине до 5–6 км в активных геодинамических провинциях можно встретить массивы с температурой 250–300°C. Но глубинные температуры 100–150°C в этом интервале глубин встречаются на территории планеты почти повсеместно. При таких температурах утилизация петротермальных ресурсов для целей

энергетики и, особенно, теплоснабжения становится актуальной и рентабельной. Однако, пространственное распределение петротермальных ресурсов не однородно.

Извлечение петротермальных ресурсов неизменно сопровождается уменьшением начального теплосодержания отдельных участков земной коры, которое в силу низкой теплопроводности литосферы восстанавливается в течение весьма длительного времени, во много раз превышающего время извлечения.

В этом смысле петротермальные ресурсы следует понимать, как невозобновляемые ресурсы, имеющие ряд общих черт с полезными ископаемыми.

Разработка петротермальных ресурсов представляет собой одну из областей горного дела и предполагает использование разнообразных технических систем. Под системой их извлечения понимается комплекс естественных технических средств, обеспечивающих вывод тепла из недр на земную поверхность или превращение в другие виды энергии.

Для выполнения своего назначения система должна состоять из следующих основных элементов:

1) подземный тепловой котел-коллектор (природный теплообменник) – часть массива горных пород, в котором в результате эксплуатации системы нарушается естественное тепловое поле и происходит полная или частичная передача тепла подвижному теплоносителю;

2) подвижный теплоноситель для отбора и переноса тепла;

3) вскрывающие каналы (чаще всего в виде буровых скважин) для транспортировки тепла или разогретого флюида на земную поверхность.

Одним из возможных вариантов такого рода систем является петротермальная циркуляционная система (ПЦС) извлечения тепла Земли, в которой для переноса тепла используется циркуляция техногенного теплоносителя через скважины и проницаемую зону земного теплового котла-коллектора (рис. 1).

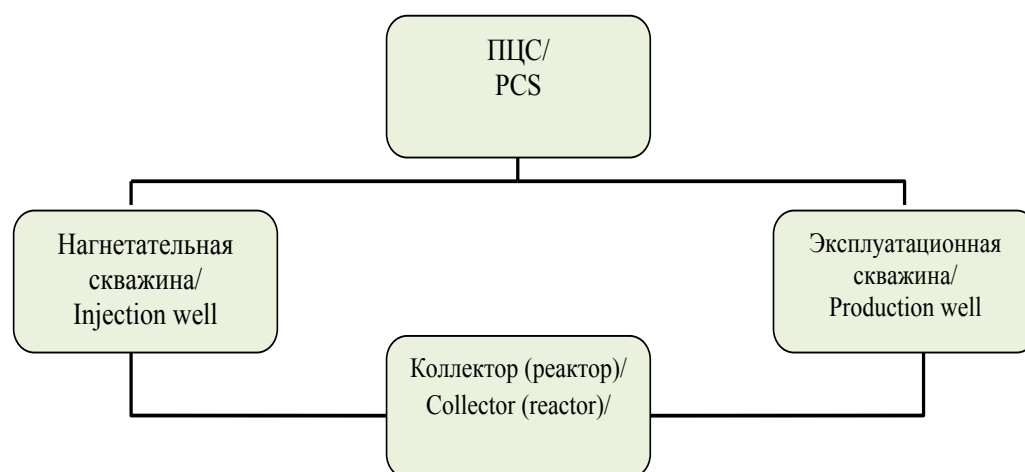


Рис. 1. Петротермальная циркуляционная система (ПЦС) /

Fig. 1. Petrothermal circulation system (PCS)

ПЦС состоит из нагнетательной и эксплуатационной скважин, подземного котла-коллектора (реактора) с зоной фильтрации, а также из поверхностного комплек-

са, в который могут входить турбинный зал, градирни, конденсаторы, промежуточные теплообменники, трубопроводы и насосные установки (рис. 2).

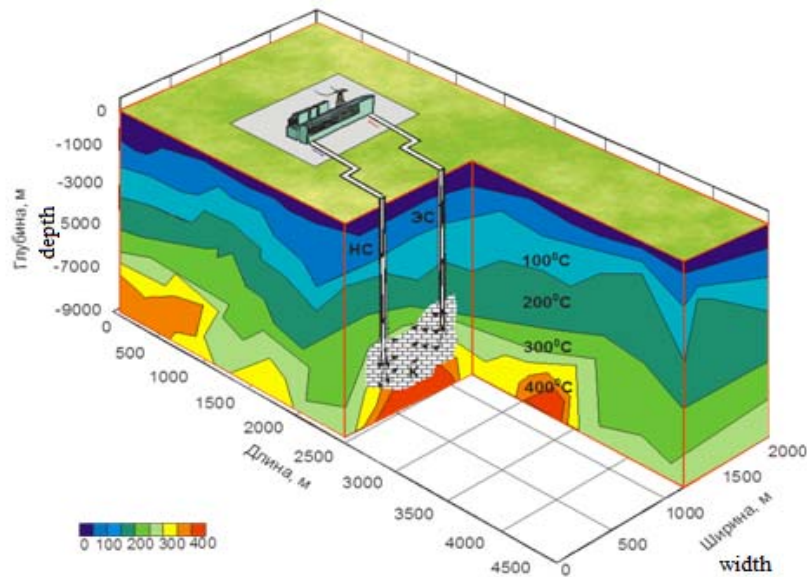


Рис. 2. 3D-модель распределения температур и расположение циркуляционной системы извлечения энергии твердых горных пород с естественным проницаемым коллектором
НС – нагнетательная скважина, ЭС – эксплуатационная скважина, К – коллектор /
Fig. 2. 3D model of temperature distribution and location of a circulation system for extracting energy from solid rocks with a natural permeable reservoir
NS – injection well, ES – production well, K – reservoir

Для эффективной работы циркуляционных систем необходимо иметь или создать в зоне отбора тепла достаточно развитую теплообменную поверхность. Такой поверхностью обладают или встречающиеся на различных глубинах пласты пористых пород и зоны естественной трещиноватости, проницаемость которых обеспечивает принудительную фильтрацию теплоносителя с эффективным теплообменом и извлечением тепловой энергии горных пород, или искусственно созданные методом гидравлического разрыва (гидроразрыва) теплообменные поверхности в слабопроницаемых массивах (рис. 3). Известны примеры гидроразрывов, образующих трещины протяженностью до 2–3 км.

Механизм гидроразрыва представляет собой хрупкое разрушение пород с расширением природных трещин и с образованием новых трещин в результате растягивающих или сдвигающих деформаций массива под влиянием давления рабочей жидкости (воды), приложенного к его обнажению – стенке скважины, а далее – к борту растущей трещины, причем избыточный объем жидкости служит гидравлическим клином.

Теоретические основы механики гидроразрыва в СССР разработаны академиком С.А. Христиановичем, его сотрудниками и учениками [Христианович и др., 1957; Христианович, 1960]. Наиболее широко гидроразрывы применяются при разработке нефтегазовых пластов и, практически, повсеместно при добыче сланцевой нефти.

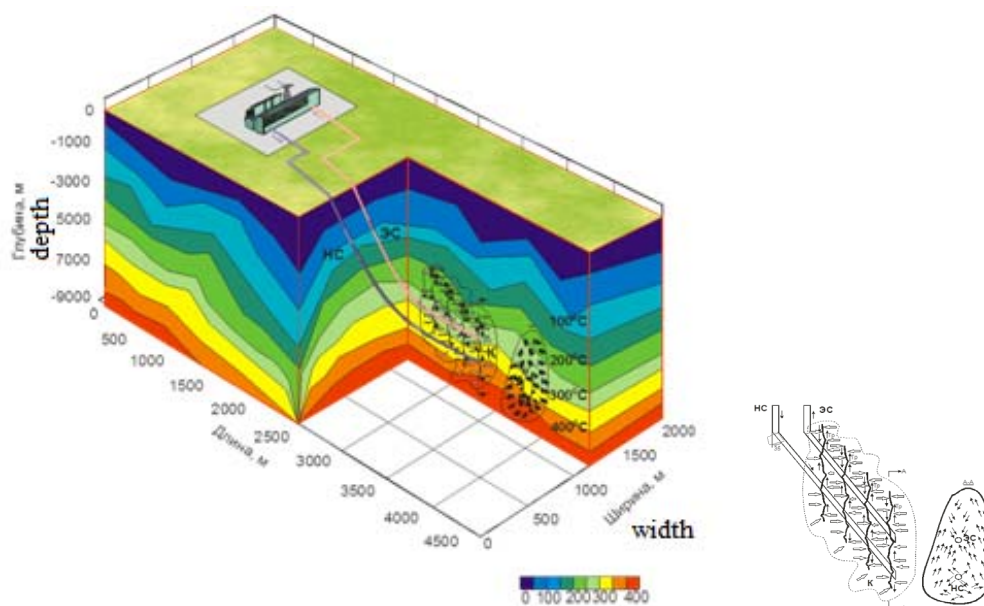


Рис. 3. 3D-модель температуры и расположение циркуляционной системы извлечения петротермальной энергии с искусственным коллектором – серией вертикальных трещин гидроразрыва (вид сбоку и сверху)

НС – нагнетательная скважина, ЭС – эксплуатационная скважина, К – коллектор /

Fig. 3. 3D temperature model and location of the petrothermal energy extraction circulation system with an artificial reservoir – a series of vertical hydraulic fractures (side and top views)

NS – injection well, ES – production well, K – reservoir

На основе созданных ПЦС осуществляется строительство петротеплоэлектростанций, максимально приближенных к потребителю.

Основными техническими и затратными задачами, связанными с созданием ПЦС, являются бурение циркуляционных скважин и образование проницаемой зоны подземного теплового котла.

Производительность и срок службы циркуляционных систем зависят от объема естественной или искусственно созданной зоны проницаемости массива с развитой поверхностью теплообмена «горячих» пород и фильтрационного потока теплоносителя. Разумеется, там, где возможно, следует использовать природные пористые или трещинные коллекторы.

При сооружении петротеплоэлектростанций (ПетроТЭС) для теплоснабжения коммунальных и промышленных объектов необходимо иметь на поверхности пар или пароводяную смесь с температурой до 150°C. Такое значение температуры закачанная с поверхности вода может приобрести на глубине 3 км при очень высоком геотермическом градиенте, до 50 мК/м. Эти высокие градиенты температуры редко встречаются на территории России. Ценно, что они обнаруживаются на территории Северного Кавказа (Ставропольский свод, Восточное Предкавказье), а также в некоторых районах Западной Сибири, в Тункинской впадине Прибайкалья и в Курило-Камчатском регионе. При фоновом температурном градиенте 25 мК/м, который встречается почти повсеместно [Хуторской, 1996], для получения на забое температуры 150°C нужна уже скважина глубиной 6 и более км. Если же речь идет о выработке электроэнергии на петротеплоэлектростанциях (ПетроТЭС), то на забое нужно достичь температуры 250–280°C, т.е. бурить на 10 км.

Перечислим преимущества и недостатки этого вида энергии. К преимуществам петротермального источника энергии можно отнести следующие:

- повсеместное распространение,
- неисчерпаемость,
- приближенность и приспособляемость к потребителю,
- безотходность, безопасность в эксплуатации, экологическая чистота.

К недостаткам петротермального объекта нужно в первую очередь отнести большие капиталовложения при бурении глубоких скважин и организации гидроразрыва пласта. Кроме того, может возникнуть необходимость в процессе эксплуатации бурения нового дуплета скважин, т.к. в первоначальном дуплете возникает охлаждение массива пород из-за инъекции поверхностных вод. Если ориентироваться на глубину коллектора 3 км, то трудно рассчитывать на высокую энтальпию пласта. На этом фоне такие недостатки как не транспортабельность, невозможность складирования и отсутствие опыта промышленного освоения в России кажутся второстепенными.

Оценка возможности и рентабельности создания ПЩС основывается на знании параметров регионального теплового поля, которые необходимы для расчета глубинных температур. В этой связи рассмотрим особенности геотермического поля Кавказского региона.

Геотермическое поле и сейсмичность Кавказа

Основная закономерность распределения теплового потока (ТП) на территории Кавказского региона выражается в тесной связи геотермических параметров с геолого-тектоническим строением. Минимальные измеренные значения теплового потока приурочены к докембрийским выступам фундамента, например, таким как Ростовский выступ Русской платформы, а также к областям с большой скоростью седиментации, где происходит экранирование глубинного теплового потока накапливающимися «холодными» осадками (Индо-Кубанский и Терско-Каспийский прогибы). В этих районах значения теплового потока изменяются от 36 до 60 мВт/м². Максимальный тепловой поток фиксируется в мегантиклинории Большого Кавказа, а также в структурах транскавказского простирания: Минераловодский, Майкопский выступы, где тепловой поток достигает 80–100 мВт/м².

Распределение теплового потока на территории Западного Предкавказья наиболее представительным изучено в Индо-Кубанском прогибе и в зоне его сочленения с мегантиклинорией Большого Кавказа. В Индо-Кубанском прогибе выполнено 14 определений теплового потока. Четыре измерения приурочены к южной бортовой зоне сочленения прогиба с мегантиклинорией Большого Кавказа, шесть – к локальным положительным нефтегазоносным структурам, четыре – к центральной погруженной части прогиба, где ТП составляет всего 39 мВт/м². Скорость седиментации за неоген–четвертичный период в осевой части прогиба оценивается как 0,1 мм/год. При этом величина искажения теплового потока за счет экранирующего эффекта седиментации достигает 20–25%. Таким образом, фоновый ТП из фундамента прогиба можно представить величиной 47–49 мВт/м², что не отличается от теплового потока Восточно-Европейской платформы. На антиклинальных структурах Индо-Кубанского прогиба значения ТП варьируют от 49 до 64 мВт/м², причем девять из 14 значений лежат в пределах 50–57 мВт/м². Повышение теплового потока в этих структурах объясняется преимущественно рефракцией тепла в

контрастных по теплопроводности толщах. Наиболее высокие значения теплового потока во внутренней зоне прогиба (до 64 мВт/м^2) отмечаются на Ново-Дмитриевском месторождении, где, по-видимому, происходит восходящая миграция флюидов, в том числе и углеводородов [Тепловой режим..., 1970]. На рис. 4 приведена трехмерная картина распределения температур в Западном Предкавказье.

Следует подчеркнуть отмеченное на рисунке наличие положительной аномалии температур с амплитудой $+30^\circ\text{C}$ на глубине 4 км в районе Адыгейского выступа, которая продолжается в области Черного моря и Западно-Кубанского прогиба, а также зоны сочленения Армави́ро-Невинномысского вала и Ставропольского свода. Температура, так же, как и тепловой поток увеличиваются с северо-запада в юго-восточном направлении, достигая своих максимальных значений в области Западно-Кубанского бассейна и Ставропольского свода. Такое аномальное повышение температур приурочено к молодым структурам Кавказа и главным контролирующим разломам Западно-Кубанского прогиба, где сосредоточено основное количество месторождений углеводородов.

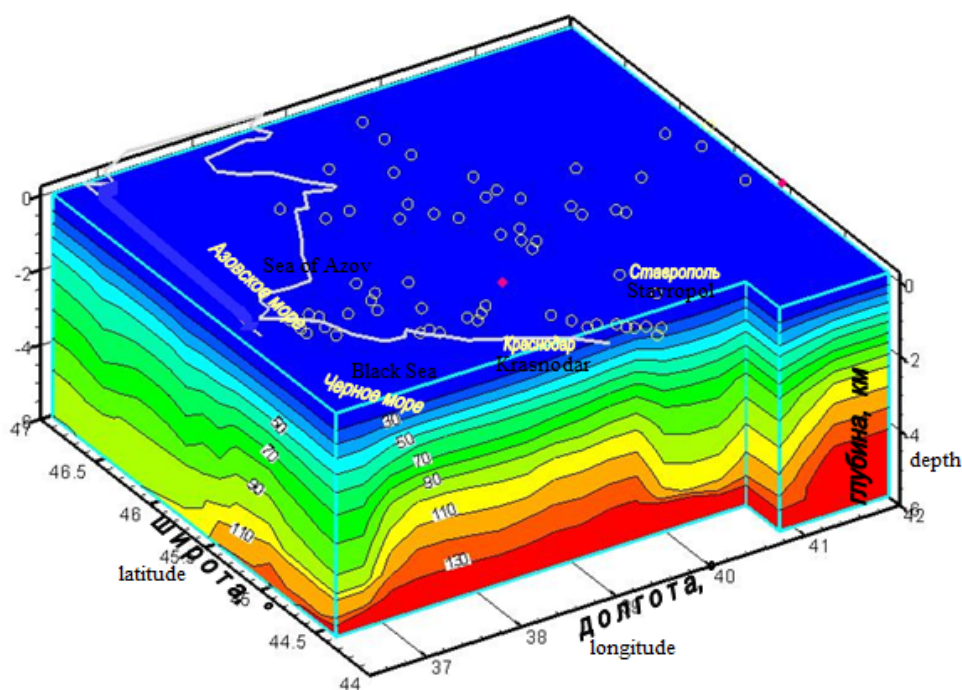


Рис. 4. Трехмерная термотомографическая модель Западного Предкавказья. Изотермы, ($^\circ\text{C}$). Кружками показана локализация нефтегазовых месторождений /

Fig. 4. Three-dimensional thermotomographic model of Western Ciscaucasia. Isotherms, ($^\circ\text{C}$). Circles show the localization of oil and gas fields

Можно высказать предположение о существовании здесь мантийного диапира. Эта идея не беспочвенна. Исследования изотопного отношения гелия под Эльбрусом [Поляк и др., 1998] показали, что именно здесь отмечается присутствие мантийной компоненты в структуре изотопного отношения гелия.

Отчетливо прослеживаются температурные аномалии в виде нескольких локальных куполов в северном и северо-восточных направлениях, имеющих вытянутую форму и совпадающих в тектоническом плане с Адыгейским выступом и Азовско-Каневским поясом поднятий (см. рис. 4). Там же расположены некоторые нефтегазоносные структуры, которые на рисунке отмечены красными точками.

В Терско-Каспийском прогибе по восьми надежным определениям теплового потока его среднее значение составляет 37 мВт/м² (разброс данных – от 27 до 46 мВт/м²). Термическая аномалия – 81 мВт/м² характеризует Октябрьское нефтяное месторождение. Геотермическая аномалия по данным [Геологическое изучение..., 2010] объясняется вулканизмом, продукты которого найдены в отложениях плиоцена.

Данные о тепловом потоке в пределах Майкопского выступа (71–90 мВт/м²), Ставропольского свода (59–115 мВт/м²) и Невинномысского вала (59–111 мВт/м²) свидетельствуют о том, что ареал влияния тепловой аномалии этих структур намного превышает их геоморфологические проявления. Следовательно, эти аномалии имеют глубинную (по-видимому, мантийную) природу.

На южном склоне Большого Кавказа соблюдается та же тенденция, т.е. тепловой поток на выступах транскавказского простирания выше, чем в межгорных впадинах с высокой скоростью осадконакопления. Так, в Рионской и Нижнекуринской впадинах тепловой поток изменяется от 32 до 65 мВт/м², а в Аджаро-Триалетии, Армянской глыбе – достигает 80–85 мВт/м².

Прилегающая с севера к Кавказскому региону платформенная область, Грузинская глыба и некоторые другие стабильные участки характеризуются значениями теплового потока от 42 до 60 мВт/м². Велика при этом роль тектонического фактора. Так, в Индоло-Кубанском прогибе не встречены аномально низкие значения теплового потока из-за влияния складчатой системы Большого Кавказа и Ставропольского поднятия, а средние значения в центре Терско-Каспийской впадины обусловлены Терско-Сунженским поднятием. В Армении высокие значения отмечаются в области развития гранитоидов с повышенным содержанием радиоактивных элементов и с активной верхней мантией, вызывающей новейшую тектономагматическую перестройку.

Структуры Кавказа обладают большой тектонической неоднородностью, что обуславливает также неоднородность теплового поля. Из-за этого на границах тектонических зон длительное время существуют полосы резких горизонтальных температурных градиентов. Они создают термоупругие напряжения, которые обуславливают живучесть глубинных разломов кавказского и транскавказского простираний, а также сейсмическую активность.

За период с 1980 по 2018 год в районе складчатого пояса Большого Кавказа произошло четыре крупных сейсмических события с $M_w > 6$. Для районов эпицентров этих землетрясений характерны небольшие значения ТП – 34–44 мВт/м². Землетрясения являются коровыми, их гипоцентры находились на глубинах от 10 до 15 км. Большинство же землетрясений с меньшей магнитудой характеризовались более высокими значениями теплового потока. Таким образом, наметилась качественная антибатная корреляция между сейсмичностью и тепловым потоком.

Согласно историческим сведениям, в Кавказском регионе ощущались землетрясения с магнитудой более 7 – это события 1668, 1406 и 1139 гг. По результатам моделирования возможных мест сильных землетрясений в Черноморско-Каспийском регионе предполагается, что большая их часть приурочена к зонам сочленения Большого и Малого Кавказа с граничащими структурами [Новикова, Горшков, 2018]. Отметим, что это области со значениями теплового потока от 40 до 55 мВт/м² [Хуторской и др., 2022]. Данный факт и тепловой поток в районах исторических землетрясений подтверждает, что большие значения магнитуд землетря-

сений соответствуют меньшим значениям ТП, т.е. подтверждается антибатная связь между значениями теплового потока и магнитудой землетрясений, выделенная нами за период 1980–2018 гг.

Для проверки статистической значимости этой зависимости мы рассчитали коэффициент корреляции Пирсона по формуле:

$$t_{yiii} = \frac{|r|\sqrt{n-1}}{1-r^2} \quad (1)$$

Если это значение окажется больше критического значения t -критерия Стьюдента, при числе степеней свободы $k=n-2$ и с уровнем значимости $(1-\alpha)$, то коэффициент корреляции значим.

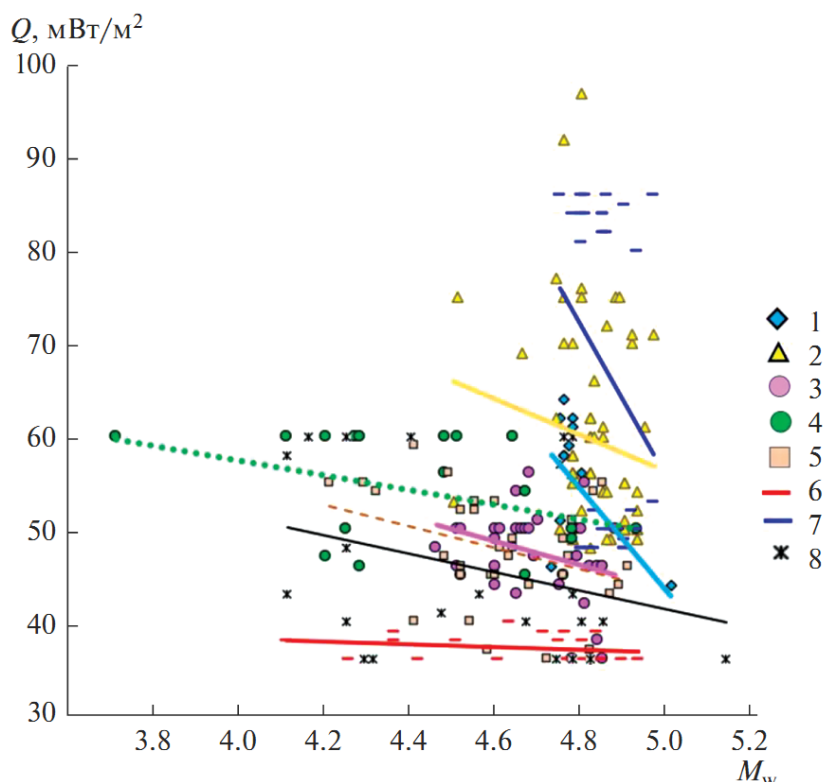


Рис. 5. Графики зависимостей средних значений теплового потока и унифицированных магнитуд для некоторых структурно-тектонических элементов Кавказско-Каспийского региона.

1 – Прикаспийская впадина; 2 – Среднекаспийская синеклиза; 3 – Большой Кавказ; 4 – Малый Кавказ; 5 – Куринская впадина; 6 – Кусаро-Девиченский прогиб; 7 – Апишерон-Прибалханская система поднятий; 8 – Аджаро-Триалетская складчатая зона /

Fig. 5. Graphs of the dependences of average heat flow values and unified magnitudes for some structural and tectonic elements of the Caucasus-Caspian region.

1 – Caspian depression; 2 – Middle Caspian syncline; 3 – Greater Caucasus; 4 – Lesser Caucasus; 5 – Kura depression; 6 – Kusaro-Devichensky trough; 7 – Absheron-Pribalkhan system of uplifts; 8 – Adzhar-Trialeti folded zone.

Заметим, что связь “сейсмичность–тепловой поток” для геодинамических зон, характеризующихся высокой сейсмичностью, была описана во многих публикациях [Антоновская и др., 2018; Гейнс и др., 1971; Хуторской и др., 2022; Filippucci et al., 2019; Khutorskoy et al., 2019; Lenkey, 1999; Papadakis et al., 2016; Tanaka, 2004]. Но в данном исследовании мы акцентировали внимание на существовании такой

связи в районе, который относится к категории слабосейсмичных, или даже асейсмичных в некоторых структурно-формационных зонах.

Выводы

Однако практическое освоение месторождений термальных вод в регионе осуществляется крайне медленными темпами, причем разрыв между количеством разведанных ресурсов и запасов вод и их практическим использованием постоянно увеличивается.

Такое положение объясняется несколькими причинами. Во-первых, разработка продуктивных горизонтов пока осуществляется (за исключением Ханкальского месторождения в г. Грозном) самоизливом, при котором происходит монотонное уменьшение пластовых давлений и, как следствие, постепенное снижение производительности водозаборов. Во-вторых, из-за того, что термальные воды в большинстве случаев имеют повышенную минерализацию и содержат ряд компонентов в количествах, превышающих норму по ГОСТу и ПДК, сброс отработанных вод в поверхностные водоемы и водотоки недопустим. Это не позволяет подготовить месторождения к промышленному освоению в соответствии с существующими экологическими требованиями.

Единственной альтернативой преодоления сложившегося неблагоприятного положения с использованием ресурсов термальных вод является обратная закачка отработанных вод в продуктивные водоносные горизонты после снятия их термического потенциала. Некоторый опыт создания и эксплуатации гидроциркуляционной системы (ГЦС) имеется в Чечне (Ханкальское месторождение) и в Дагестане (Тернаирское, Тарумовское и Кизлярское месторождения).

Проблема рационального использования гидротермальных ресурсов для решения широкого круга социально-экономических задач связана в первую очередь с достоверной их оценкой, надежным гидрогеологическим обоснованием их охраны от негативного техногенного воздействия и прогноза изменения их качества и количества во времени.

Кавказский регион несомненно является наиболее перспективным в европейской части России для развития геотермальной энергетики, что обусловлено высокими температурами в земной коре, большими ресурсами подземных вод, благоприятной геологической обстановкой для их динамики, а также субъективными факторами – наличием опытных специалистов и бизнесменов, заинтересованных в развитии альтернативной энергетики в промышленности и в сельском хозяйстве.

Литература

1. Антоновская Г.Н., Басакина И.М., Конечная Я.В. Распределение сейсмичности и аномалии теплового потока Баренцевоморского региона. // Геотектоника. – 2018. – №1. – С. 52–62.
2. Бутузов В.А., Амерханов Р.А., Григораш О.В. Геотермальное теплоснабжение в мире и в России: состояние и перспективы. // Теплоэнергетика. – 2018. – №5. – С. 21–34.
3. Гейнс В.А., Грабенников А.В., Куликов Г.В. и др. Результаты изучения режима термальных вод в районе г. Ташкента в связи с Ташкентским землетрясением. // Ташкентское землетрясение 26.04.66. – Ташкент: Фан, 1971. – С. 200–208.
4. Гнатусь Н.А., Хуторской М.Д. Тепло «сухих» горных пород – неисчерпаемый возобновляемый источник энергии. // Литология и полезные ископаемые. – 2010. – №6. – С. 6–15.

5. Дядькин Ю.Д. Теплообмен в глубоких скважинах и зонах фильтрации при извлечении тепла сухих горных пород. – Л.: Наука, 1974. – 38 с.
6. Дядькин Ю.Д. Разработка геотермальных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 228 с.
7. Новикова О.В., Горшков А.И. Высокосейсмичные пересечения морфоструктурных линейментов Черноморско-Каспийского региона. // Вулканология и сейсмология. – 2018. – №6. – С. 23–31.
8. Поваров О.А., Томаров Г.В., Кошкин Н.А. Состояние и перспектива развития геотермальной энергетики в России. // Теплоэнергетика. – 1994. – №2. – С. 15–22.
9. Поляк Б.Г., Каменский И.Л., Прасолов Э.М., Чешко А.Л., Барабанов Л.Н., Буачидзе Г.И. Изотопы гелия в газах Северного Кавказа: следы разгрузки тепломассопотока из мантии. // Геохимия. – 1998. – №4. – С. 383–397.
10. Тепловой режим недр СССР. / Под ред. Ф.А. Макаренко и Б.Г. Поляка. – М.: Наука, 1970. – 249 с.
11. Тепло Земли и его извлечение. / Под ред. Щербань А.Н. – Киев: Наукова думка, 1974. – 263 с.
12. Христианович С.А., Желтов Ю.П., Баренблатт Г.И. О механизме гидравлического разрыва пласта. // Нефтяное хозяйство. – 1957. – № 1. – С. 44–53.
13. Христианович С.А. Исследования механизма гидравлического разрыва пласта. // Тр. Института геологии и разработки горючих ископаемых. Т. 2. Материалы по разработке нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во ИМГРЭ, 1960. – С. 159–165.
14. Хуторской М.Д. Введение в геотермию. – М.: Изд-во РУДН, 1996. – 155 с.
15. Хуторской М.Д., Антоновская Г.Н., Басакина И.М., Тевелева Е.А. Сейсмичность и тепловой поток в обрамлении Восточно-Европейской платформы. // Вулканология и сейсмология. – 2022. – №2. – С. 54–74.
16. Циолковский К.Э. Будущее Земли и человека. Научный и технический прогресс будущего. // Промышленное освоение космоса. – М.: Наука, 1989. – С. 167–173.
17. Filippucci M., Tallarico A., Dragoni M., de Lorenzo S. Relationship between depth of seismicity and heat flow: the case of the Gargano area (Italy). // Pure Appl. Geophys. – 2019. – Vol. 176. – pp. 2383–2394.
18. Khutorskoy M., Kostova N., Hristov V., Benderev A. Heat flow and depth temperatures in the earth crust of Bulgaria based on numerical modeling. // Review of the Bulgarian Geological Society. – 2019. – Vol. 80. Part 2. – pp. 443–452.
19. Lenkey L. Geothermics of the Pannonian Basin and its bearing on the tectonics of basin evolution. – Amsterdam: Netherlands Research School of Sedimentary geology, 1999. – 215 p.
20. Papadakis G., Vallianatos F., Sammonds P. Non-extensive statistical physics applied to heat flow and the earthquake frequency–magnitude distribution in Greece. // Physica A: Statistical Mechanics and its Applications. – 2016. – Vol. 456(C). – pp. 135–144.
21. Tanaka A. Geothermal gradient and heat flow data in and around Japan (II): Crustal thermal structure and its relationship to seismogenic layer. // Earth Planets Space. – 2004. – Vol. 56. – pp. 1195–1199.

References

1. Antonovskaya G.N., Basakina I.M., Konechnaya Y.V. Distribution of seismicity and heat flow anomalies in the Barents Sea region. *Geotectonics*. 2018. Vol. 52. No. 1. pp. 45–55. DOI: 10.1134/S001685211801003X.
2. Butuzov V.A., Amerkhanov R.A., Grigorash O.V. Geothermal heat supply in Russia. *Thermal Engineering*. 2020. Vol. 67. No. 3. pp. 145–156.
3. Gaines V.A., Grabennikov A.V., Kulikov G.V. et al. Results of studying the thermal water regime in the area of the city of Tashkent in connection with the Tashkent earthquake. *Tashkent earthquake 04.26.66*. Tashkent, Fan, 1971. pp. 200–208. (In Russ.)
4. Gnatus N.A., Khutorskoy M.D. Hot dry rocks: an inexhaustible and renewable source of

energy. *Lithology and Mineral Resources*. 2010. Vol. 45. No. 6. pp. 593–600. DOI: 10.1134/S0024490210060064.

5. Dyadkin Yu.D. Heat exchange in deep wells and filtration zones when extracting heat from dry rocks. Leningrad. Nauka, 1974. 38 p. (In Russ.)

6. Dyadkin Yu.D. Development of geothermal deposits. Moscow. Nedra, 1989. 228 p. (In Russ.)

7. Novikova O.V., Gorshkov A.I. High seismicity intersections of morphostructural lineaments: the Black-Sea–Caspian region. *Journal of Volcanology and Seismology*. 2018. Vol. 12. No. 6. pp. 379–387. DOI: 10.1134/S0742046318060064.

8. Povarov O.A., Tomarov G.V., Koshkin N.A. State and prospects for the development of geothermal energy in Russia. *Thermal energy*. 1994. No. 2. pp. 15–22. (In Russ.)

9. Polyak B.G., Kamensky I.L., Prasolov E.M., Cheshko A.L., Barabanov L.N., Buachidze G.I. Helium isotopes in gases of the North Caucasus: traces of unloading of heat and mass flow from the mantle. *Geochemistry*, 1998, No. 4, 383–397. (In Russ.)

10. Makarenko F.A., Polyak B.G. (ed.) Thermal regime of the subsoil of the USSR. Moscow. Nauka. 1970. 249 p. (In Russ.)

11. Shcherban A.N. (ed.) Heat of the Earth and its extraction. Kiev, Naukova Dumka, 1974. 263 p. (In Russ.)

12. Khristianovich S.A., Zheltov Yu.P., Barenblatt G.I. On the mechanism of hydraulic fracturing. *Oil industry*. 1957. No. 1. pp. 44–53. (In Russ.)

13. Khristianovich S.A. Research on the mechanism of hydraulic fracturing In: Proc. of IGIRGI. Vol. 2. Mat. on the dev. of oil and gas fields. Moscow. IMGRE, 1960. pp. 159–165. (In Russ.)

14. Khutorskoy M.D. Introduction to Geothermy. Moscow. RUDN, 1996, 155 pp. (In Russ.)

15. Khutorskoi M.D., Teveleva E.A., Antonovskaya G.N., Basakina I.M. Seismicity and heat flow along the periphery of the East European platform. *Journal of Volcanology and Seismology*. 2022. Vol. 16. No. 2. pp. 150–167.

16. Tsiolkovsky K.E. The future of the Earth and man. Scientific and technical progress of the future. Industrial space exploration. Moscow. Nauka, 1989. pp. 167–173. (In Russ.)

17. Filippucci M., Tallarico A., Dragoni M., de Lorenzo S. Relationship between depth of seismicity and heat flow: the case of the Gargano area (Italy). *Pure Appl. Geophys.* 2019. Vol. 176. pp. 2383–2394.

18. Khutorskoy M., Kostova N., Hristov V., Benderev A. Heat flow and depth temperatures in the earth crust of Bulgaria based on numerical modeling. Review of the Bulgarian geological Society. 2019. Vol. 80. Part 2. pp. 443–452.

19. Lenkey L. Geothermics of the Pannonian Basin and its bearing on the tectonics of basin evolution. Amsterdam: Netherlands Research School of Sedimentary geology, 1999. 215 p.

20. Papadakis G., Vallianatos F., Sammonds P. Non-extensive statistical physics applied to heat flow and the earthquake frequency–magnitude distribution in Greece. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*. 2016. Vol. 456(C). pp. 135–144.

21. Tanaka A. Geothermal gradient and heat flow data in and around Japan (II): Crustal thermal structure and its relationship to seismogenic layer. *Earth Planets Space*. 2004. Vol. 56. pp. 1195–1199.