

УДК 536.7

DOI: 10.24160/1993-6982-2023-1-52-64

Теплофизическая база данных геотермальных флюидов для научных и технологических применений

И.М. Абдулагатов, Г.Б. Бадавов

Развитие геотермального производства, использующего термальный флюид при высокой температуре и скорости извлечения, требует точных данных по теплофизическим свойствам геотермальных вод. Образцы, отобранные на пяти действующих месторождениях Дагестана (Махачкала, Тернаир, Избербаш, Кизляр, Каякент), были исследованы в Институте технической термодинамики при Ростокском университете (Германия).

Проанализированы методы и результаты измерения теплофизических свойств геотермальных вод (температура- и теплопроводность, вязкость, теплоемкость, скорость звука, плотность) в широком интервале температур 278...343 К при атмосферном давлении и выполнен расчёт производных термодинамических свойств (энталпии, энтропии, сжимаемости, коэффициента теплового расширения и др.), полученных на основе собственных оригинальных исследований. Теплофизические свойства, измеренные при атмосферном давлении, можно использовать в качестве опорных значений для прогнозирования свойств при высоких давлениях.

Ключевые слова: геотермальные флюиды, денситометр с вибрирующей трубкой, плотность, скорость звука, вязкость, теплоёмкость, температуропроводность, энталпия.

Для цитирования: Абдулагатов И.М., Бадавов Г.Б. Термофизическая база данных геотермальных флюидов для научных и технологических применений // Вестник МЭИ. 2023. № 1. С. 52—64. DOI: 10.24160/1993-6982-2023-1-52-64.

Geothermal Fluids Thermophysical Database for Scientific and Technological Applications

I.M. Abdulagatov, G.B. Badavov

The development of geothermal production facilities that use thermal fluid at high temperatures and production rates requires accurate data on geothermal brine thermophysical properties. Geothermal fluid samples taken from five operating fields in the Republic of Dagestan, including the Makhachkala, Thernair, Izberbash, Kizlyar, and Kayakent deposits, have been studied at the Institute of Technical Thermodynamics, University of Rostock (Germany). The article presents an analysis of the methods and results of measuring the geothermal fluid thermophysical properties, namely, thermal diffusivity, thermal conductivity, viscosity, heat capacity, speed of sound, and density, in a wide temperature range from 278 to 343 K at atmospheric pressure. In addition, the derived thermodynamic properties (enthalpy, entropy, compressibility, thermal expansion coefficient, etc.) obtained from the authors own original investigations have been calculated. The values of thermophysical properties measured at atmospheric pressure can be used as reference data for predicting the properties at high pressures.

Key words: geothermal fluids, vibrating tube densitometer, density, speed of sound, viscosity, heat capacity, thermal diffusivity, enthalpy.

For citation: Abdulagatov I.M., Badavov G.B. Geothermal Fluids Thermophysical Database for Scientific and Technological Applications. Bulletin of MPEI. 2023;1:52—64. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2023-1-52-64.

Введение

Основная задача настоящей работы — обзор имеющейся экспериментальной базы данных о теплофизических свойствах природных геотермальных жидкостей при высоких температурах и давлениях. Информация может быть использована для научных и инженерных расчетов при освоении геотермальной энергетики.

Один из ключевых факторов при планировании эксплуатации геотермальных ресурсов — наличие надежных данных по термодинамическим и транспортным свойствам геотермальных рассолов. Знание точных значений тепловых свойств геотермальных рассолов является предпосылкой для моделирования геотермального коллектора и основой для понимания различ-

ных физико-химических процессов, происходящих в естественной резервуарной среде. Геотермальные флюиды — самый большой источник водных растворов электролитов, таких как NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2 и др. Чтобы понимать и контролировать процессы, протекающие в геотермальных рассолах, необходимо знать их термодинамические и транспортные свойства, в частности, плотность и вязкость как функции температуры, давления и состава. Если известны PVTх-свойства геотермального флюида, то можно легко рассчитать его термодинамические свойства. Имеющихся в литературе данных о термодинамических параметрах сложных растворов электролитов, подобных геотермальным флюидам, недостаточно для нужд геотермального производства. Предсказание параметров гео-

термальных скважин (запасов геотермальной энергии и ее производство) также считается главной задачей при использовании геотермальной энергии.

Теплофизические (термодинамические и транспортные) свойства геотермальных флюидов или пород геотермальных коллекторов, насыщенных природным геотермальным рассолом, влияют на все аспекты геотермальной промышленности. Теплофизические свойства геотермальных флюидов и вмещающих пород используют во многих направлениях геотермальной промышленности, они охватывают все аспекты работы геотермальной установки, технологий производства геотермальной энергии, включая оборудование. Кроме того, моделирование геотермальных резервуаров и генерации геотермальной энергии требует точных данных по теплофизическим свойствам. Проанализированы методы измерения и расчёта основных теплофизических свойств, таких как вязкость, теплоемкость, скорость звука, плотность, и производных термодинамических свойств (энталпия, энтропия, сжимаемость, коэффициент теплового расширения и др.) флюидов геотермального коллектора (природных геотермальных рассолов) при высоких температурах.

Теплофизические характеристики геотермальных флюидов крайне важны при решении следующих задач:

- расчете геотермальных градиентов и теплового потока через земную кору (математическом моделировании);

- гидрогеологических исследованиях (механика горных пород/петрофизика, бурение и буровые растворы; каротаж, тестирование и оценка запасов геотермальной энергии; механика жидкости в пористой среде и многофазном потоке);

- моделировании геотермального пласта;

- оценке возможности образования коррозии и солеотложений в скважинах и наземных сооружениях, а также при прогнозировании срока коммерческой эксплуатации проекта.

Изучение данных процессов требует точного знания данных по сухим и флюидонасыщенным пористым горным породам в зависимости от температуры, давления, состава или пористости [1 — 3].

В настоящей работе плотность, скорость звука и вязкость природных геотермальных флюидов измерены в интервале температур от 278 до 333 К при атмосферном давлении. Измерения проходили с использованием денсиметра Anton Paar DMA4500, вискозиметра Штабингера (Stabinger) SVM3000 и ДСА 5000 М (измеры плотности и скорости звука в одном приборе). Измерения проводили на образцах геотермальных флюидов, отобранных из скважин, пробуренных в Республике Дагестан для нужд теплоснабжения и горячего водоснабжения, а также в сельском хозяйстве и бальнеологии: (68, 129) Избербаш, (27Т, 38Т) Тернаир, (4, 5) Каякент, (6Т, 17Т) Кизляр. Комбинированная погрешность измерения плотности, вязкости, скорости

звука и температуры при 95%-м уровне доверия (надежности) с коэффициентом покрытия $k = 2$ составила: 0,0005% — для DMA4500; 0,02% — для SVM3000; 0,1%; 0,1 $\text{м}\cdot\text{с}^{-1}$; 0,01 К — для DMA4500; 0,005 К — для SVM3000. Измеренные значения вязкости использованы для разработки теоретически обоснованной модели типа Аррениуса–Андраде, воспроизводящей экспериментальные значения вязкости в пределах от 0,9 до 1,7%.

Обзор исследований теплофизических свойств геотермальных рассолов

Опубликовано относительно мало данных о плотности и вязкости природных геотермальных рассолов. В большинстве работ информация представлена только для бинарных или тройных водных растворов солей в качестве основного компонента (в основном для синтетических геотермальных рассолов). Из-за нехватки сведений по плотности, динамической вязкости и энталпии естественных геотермальных флюидов многие исследователи используют показатели для бинарных или тройных водных растворов солей [1 — 4]. Например, авторы [2, 3] предложили модель для описания вязкости геотермальных рассолов при $T < 1073$ К. Модель, приведенная в [5] для геотермальных рассолов, предсказывает плотность геотермальных рассолов и морской воды в пределах экспериментальной ошибки при температуре до 423 К.

В [6] представлено следующее уравнение для плотности геотермальных рассолов:

$$\rho_b = \rho_{\text{H}_2\text{O}} + 0,73 \left[1 + 0,0000016(T - 273)^2 \right] w,$$

где $\rho_{\text{H}_2\text{O}}$ — плотность чистой воды; w — весовые доли соли.

Практически все существующие модели уравнения для расчета теплофизических характеристик геотермальных флюидов основаны на свойствах чистой воды [6 — 9], как основного компонента геотермальных флюидов. Именно свойства чистой воды определяют свойства геотермальных флюидов. Известно, что со временем концентрация солей в геотермальных водах меняется, поэтому необходимо разработать модели, позволяющие рассчитывать тепловые характеристики геотермальных флюидов при любых концентрациях солей, хотя их свойства зависят не только от полной концентрации солей в рассоле, но и от типа ионов (электролитов) и их химической природы. Следовательно, необходимо как можно больше измерений свойств естественных геотермальных вод из разных регионов (скважин) с разными составами. Это позволит разработать обобщенные модели для предсказания свойств геотермальных флюидов с любой концентрацией. К сожалению, существующие модели часто не способны описать реальные системы, встречающиеся в природе, из-за сложности состава и структуры,

сложного частичного характера взаимодействия между ионами электролита и молекулами. С точки зрения микроскопии влияние отдельных ионов и их вклад в свойства водных растворов существенно зависит от структуры (формы, размеров, окружения ионов, поляризационной ориентации, мобильности ионов, и т. д.). Даже для бинарных водных растворов очень трудно оценить влияние отдельных ионов на их свойства, поэтому наиболее надежные модели для предсказания свойства геотермальных флюидов могут быть разработаны на базе надежных экспериментальных теплофизических данных о геотермальных флюидах. Однако обзор литературы продемонстрировал наличие крайне малого объема информации о прямых измерениях плотности и вязкости реальных (природных) многокомпонентных геотермальных рассолов из различных геотермальных месторождений мира.

В большинстве случаев из-за отсутствия экспериментальных термодинамических данных о природных геотермальных флюидах при моделировании процессов производства геотермальной энергии берут данные о свойствах водных растворов солей (NaCl , KCl , CaCl_2 и др.). Так, в [5] предложено использовать свойства водного раствора NaCl в качестве модели геотермального рассола. Геотермальная жидкость была смоделирована в виде водного раствора хлорида натрия, а ее плотность и вязкость применены при моделировании для расчетов геотермальных циклов.

Геотермальные электростанции используют горячие геотермальные флюиды в качестве транспортной среды для извлечения тепловой энергии из недр земли. Забойный насос в добывающей скважине поднимает рассол на поверхность, где он охлаждается в теплообменнике и затем повторно закачивается (бинарные геотермальные циклы). Знание теплофизических свойств геотермальных рассолов чрезвычайно важно для определения конструктивных характеристик и размеров забойного насоса [10] и при геотермальной разведке, и при производстве энергии, чтобы установить оптимальные параметры технологического процесса для добычи геотермальных рассолов, например, общее тепло содержание геотермальной жидкости зависит от плотности, температуры и теплоемкости [33].

В исследовании [11] проанализирована чувствительность объемного расхода забойного насоса в геотермальной добывающей скважине к различным значениям плотности и вязкости во время пусковой и стационарной фаз работы. Использование модели чистой воды или геотермальных рассолов (синтетических рассолов, таких как бинарные или тройные водные растворы солей) на месте реальных свойств геотермальных флюидов ведет к серьезным погрешностям и невозможности точно оценить влияние всех растворенных солей на технологические расчеты из-за чрезвычайной сложности в точности предсказания свойств реальных геотермальных флюидов. В F [11]

показано, что отклонения или небольшая разница в плотности приводят к серьезным ошибкам (до 52%) при расчетах объемного расхода геотермального флюида. Наличие растворенных ионов в воде (в геотермальных флюидах) при различных температурах дает значительное отклонение фильтрационно-емкостных свойств от свойств чистой воды или модельного раствора.

Для численного моделирования процессов тепломассопереноса в различных геотермальных энергогенерирующих системах (резервуарах, трубопроводных системах, электростанциях, бинарных геотермальных циклах, теплообменниках) требуется определение термодинамических свойств геотермальных флюидов, таких как плотность ρ , вязкость η и энталпия H в зависимости от температуры, давления и концентрации [1 — 3, 12].

Поскольку количество встречающихся в природе различных рассолов из разных месторождений велико, детальные измерения свойств для всех из них нецелесообразно. Экспериментальное исследование термодинамических свойств каждого геотермального флюида с различным составом — достаточно сложная задача, поэтому разработка теоретических или полуэмпирических моделей, предсказывающих термодинамические свойства сложных геотермальных рассолов, чрезвычайно важна для технологического развития геотермальных ресурсов.

Геотермальный рассол — сложный водный раствор, содержащий различное количество растворенных твердых веществ и газов. Из-за сложности взаимодействий между растворителем (водой) и растворенными веществами (ионами солей) невозможно создание теоретически обоснованных моделей зависимости термодинамических свойств многокомпонентных геотермальных рассолов от температуры, давления и концентрации. Точно оценить влияние всех растворенных солей также нельзя из-за чрезвычайной сложности межмолекулярного взаимодействия между ионами солей, растворенными газами и молекулами воды и ион-ионных взаимодействий в многокомпонентных водных растворах, поэтому подобные оценки можно сделать только на основе экспериментально полученных данных. Разными авторами [11 — 25] были описаны различные модели для предсказания влияния температуры и концентрации на термодинамические свойства геотермальных флюидов. Все они основаны на термодинамических свойствах синтетических водных бинарных или тройных растворов (в основном NaCl), поскольку хлорид натрия является основным растворенным веществом в геотермальных рассолах. В [18] исследовали плотность и вязкость синтетических геотермальных рассолов, содержащих различные концентрации (5 моль/кг NaCl и CaCl_2 , и 4 моль/кг KCl) растворенных солей NaCl , KCl и CaCl_2 с помощью вискозиметра Хепплера.

Предложенный авторами метод позволяет оценить плотность и динамическую вязкость данного геотер-

мального флюида после установления его химического состава. Необходимы дальнейшие прямые измерения теплофизических свойств природных геотермальных рассолов сложного состава для подтверждения применимости и точности предложенного правила смешивания.

В [26] опубликованы данные о вязкости синтетических растворов, состоящих из NaCl , KCl и CaCl_2 при концентрациях от 0,99 до 16,667 масс. % и температурах до 548 К. Измерения проводили с использованием высокотемпературного капилляра, рассчитанного до температуры 588 К и давления 14 МПа. На основе полученных экспериментальных данных представлен метод, с помощью которого оценивали вязкость геотермального рассола, зная его состав.

Для количественного описания термодинамических свойств геотермальных флюидов в зависимости от T , P и x необходимы термодинамическая модель (уравнение состояния) и стандартная корреляционная модель для транспортных свойств. К сожалению, из-за сложной физико-химической природы геотермальных флюидов теория не может точно предсказать их термодинамические свойства, необходимые для использования в геотермальных процессах.

Данные о термодинамических свойствах природных геотермальных флюидов часто отсутствуют, а уравнения состояния для многокомпонентных водных растворов солей, справедливые в широких диапазонах T , P и x , невозможно построить без надежных данных.

Авторы [27] изучали различные функции для расчета плотности и вязкости геотермального рассола. В [14, 15, 28] описаны модели геотермальных потоков рассолов, требующие знания трёх ключевых термодинамических свойств (плотности, вязкости и энталпии). Из-за недостатка данных по плотности, динамической вязкости и энталпии рассолов использован подход, описанный в [1 — 4]. Различные модели, предсказывающие теплофизические свойства геотермальных флюидов приведены в [12 — 26]. Все они описывают влияние температуры, давления, и концентрации на термодинамические свойства геотермальных флюидов, но, к сожалению, основаны на термодинамических свойствах синтетических водных растворов, т. е., бинарных и тройных водных растворов солей, а не естественных геотермальных рассолов. В [26] получены данные о вязкости синтетических солевых растворов, состоящих из хлоридов натрия, калия и кальция при концентрациях от 0,99 до 16,667 масс. % и при температурах до 275 °С. Измерения проводили с использованием высокотемпературной капиллярной трубы, рассчитанной на работу до температуры 315 °С и давления 14 МПа.

Экспериментальная часть

Измерение плотности. Образцы геотермального рассола были отобраны при температуре около 59 °С

и профильтрованы для удаления твёрдых взвесей. Плотность образцов геотермальной жидкости измеряли денситометром с вибрирующей трубкой (ДВТ) фирмы Anton Paar DMA 4500.

Принцип работы денситометра колебательного типа, в котором *U*-образная трубка полностью заполнена исследуемым образцом и подвергнута воздействию электромагнитных сил, основан на законе гармонического колебания. Измерение частоты и продолжительности вибрации трубы, наполненной образцом, позволяет определить его плотность. Этот принцип измерения основан на масс-спринг модели (Mass-Spring Model). Измерительная ячейка состоит из осциллятора, образованного пустой *U*-образной стеклянной или металлической трубкой. ДВТ этого типа успешно использован авторами в предыдущих работах для точного измерения плотности различных жидкостей (ионных жидкостей, гидрокарбонатов и их спиртовых растворов).

Измерение вязкости. Динамическую вязкость геотермальных рассолов при атмосферном давлении измеряли автоматическим ротационным вискосиметром Штабингера SVM3000 фирмы Anton Paar с коаксиальной цилиндрической геометрией. Вискозиметр одновременно замеряет динамическую вязкость и плотность в соответствии с ASTMD7042 стандартом. Техника позволяет одновременно фиксировать плотность, кинематическую и динамическую вязкость в диапазоне 217...378 К и интервале вязкости от 0,2 мПа·с до 20 Па·с. Вискозиметр базируется на модифицированном принципе Куэтта (Couette) с быстро вращающимся внешним цилиндром (трубкой) и внутренним измерительным цилиндром с более медленным вращением. Внешний цилиндр (трубка) приводится в движение мотором при постоянной и известной скорости вращения. Пустой внутренний цилиндр (ротор) низкой плотности держится на оси вращения центро-стремительными силами образца более высокой плотности и продольной позицией по отношению к магниту и мягкому железному кольцу. Вследствие этого система работает без трения, как и во всех вращающихся вискозиметрах. Вращающийся во внутреннем цилиндре постоянный магнит индуцирует поле вихревых токов во вращающемся медном кожухе с точным зависимым от скорости тормозным моментом. Вихревой крутящий момент замеряется с очень высоким разрешением. В сочетании с термоэлектрическим термостатированием это гарантирует высокую точность измерения.

Измерение скорости звука. Скорость звука в геотермальных рассолах при атмосферном давлении диагностирована прибором DSA 5000M фирмы Anton Paar. Прибор одновременно определяет и плотность образца. Диапазоны измерения значений плотности и скорости звука: 0...3000 кг/м³ и 1000...2000 м/с. Погрешность измерения плотности и скорости звука составляет 0,001 кг/м³ и 0,1 м/с. Инструмент оснащен измерительными ячейками плотности и скорости зву-

ка, комбинируя таким образом метод колеблющейся *U*-образной трубы с высокоточным измерением скорости звука. Температура обеих ячеек контролируется встроенным термостатом Пельтье (Peltier). Образец вводят в измерительную ячейку, ограниченную с одной стороны источником ультразвука, а с другой стороны — приёмником. Передатчик посыпает через образец звуковые волны с определённым периодом. Зная начальную длину звуковых волн, отклонение температуры, период колебаний звуковых волн, аппаратную постоянную для скорости звука и поправки на значение температуры, можно рассчитать скорость звука.

Исследование температурной зависимости плотности, скорости звука и вязкости геотермальных флюидов Избербаша и Тернаира

Расположение геотермального поля и характеристики скважин. Образцы геотермальных жидкостей для настоящего исследования взяты из скважин, пробуренных в Избербаше (№ 68 и № 129) и на Тернаире (№ 27т и № 38т). Избербашское геотермальное месторождение расположено в южной части России, примерно в 60 км к юго-западу от столицы Дагестана Махачкалы, на побережье Каспийского моря (около 1,6 км от берега моря) в 42°32'N и 47°53"E. Тернаирское месторождение находится на северо-западной окраине Махачкалы в 42°59'N и 47°32"E. Разведочные работы с целевым назначением на термальные воды (бурение специальных скважин и восстановление из старого нефтяного фонда) были начаты в 1964 г., когда было пробурено и реконструировано 12 скважин в Избербаше и 48 скважин на Тернаире. Расстояние между скважинами в Избербаше (№ 68 и 129) и Тернаире (№ 27т и 38т) составляет около 64 км. Скважины № 27т и 38т находятся близко друг к другу (расстояние между ними — около 2 км), в то время как расстояние между скважинами (№ 68 и 129) — около километра. Глубины скважин № 68, 129, 27т и 38т составляют 1330, 1261, 2103 и 2060 м соответственно. Все они эксплуатируются в режиме непрерывной работы. Температуры на устьях скважин располагаются в пределах 46...104 °C, а давления — в пределах 0,15...0,25 МПа. Геотермальные воды обладают большим потенциалом для применения в отоплении и энергетике.

Описание образцов. Химический состав проб геотермальных флюидов. Хорошо известно, что теплофизические свойства геотермальных жидкостей сильно зависят от их химического состава.

Геотермальная жидкость представляет собой раствор, образующийся в результате естественного движения флюида через кору Земли. Они ответственны за транспорт неорганических и органических твердых и жидкых фаз и газообразных неэлектролитов. Состав воды конкретной скважины меняется в зависимости от времени эксплуатации, скорости потока и характера подстилающих отложений. Составы рассолов и свойст-

ва геотермальных флюидов варьируются от скважины к скважине в зависимости от глубины добычи и температуры различных частей коллектора. Химические составы проб рассола, взятых из скважин в Избербаше и Тернаире представлены в табл. 1. Оптический эмиссионный спектрометр IRIS Intrepid II и ионный хроматограф использованы для количественного определения элементного состава (катионов и анионов). Точность измерений химического состава составляла от 0,2 до 1,0%. Как следует из табл. 1, минерализация геотермальных образцов жидкости из скважин № 68, 129, 27т и 38т составляет 1,65; 1,62; 15,35 и 15,81 г/л.

Основные компоненты исследованных геотермальных флюидов. Скважина № 68 — сульфат (45%), натрий (24%), сера (около 14,4%) и хлорид (9,2%); скважина № 129: сульфат (33%), натрий (32%), сера (11,5%) и хлорид (9,6%); скважина № 27т: натрий (49,1%), хлор (48,1%).

Присутствие растворенных газов в геотермальных флюидах сильно влияет на термодинамические свойства, следовательно, и на процессы извлечения энергии. Из-за разницы давлений на разных глубинах (около поверхности давление — 0,101 МПа) в процессе производства происходит дегазация. Среднее количество растворенных газов в геотермальных пробах (вблизи поверхности, в верхней части скважин): 2,5 м³ (газ)/м³ (рассол) — для № 27т и 4,2 м³ (газ)/м³ (рассол) — для № 38т. Примерно 90...92 объемных % газа в образцах № 27т и 38т являются углеводородными, в то время как в образцах из скважин № 68 и 129 их содержание составляет от 95 до 98%. Содержание углекислого газа в образцах скважин № 68 и 129 составляет от 4 до 5%, в то время как в образцах скважин № 27т и № 38т — около 4,6...6,8%. Содержание азота и других инертных газов находится в пределах от 2,6 до 3,3%. Небольшое (до 5%) количество углекислого газа обнаружено почти во всех образцах. Когда состав, температура и давление геотермального рассола в геологической формации меняется (в процессе эволюции пласта, добычи, извлечения энергии или при закачке), жидкости, которые первоначально находились в пластовых условиях, переходят к новым *P*, *T*, *x* условиям. В результате этого некоторые твердые минералы могут выпадать в осадок, а растворенные газы и тепло теряться. Почти во всех манипуляциях, связанных с эксплуатацией скважины и наземного оборудования наблюдаются эти явления.

Измеренные значения скорости звука для геотермальных флюидов отличаются от значений для чистой воды в пределах 0,13...0,25% — для № 68; на 0,3...2,1% — для № 129; на 1,33...1,97% — для № 27т и 1,37...2,04% — для № 38т, что также значительно выше погрешности опыта.

Вязкость — свойство, более чувствительное к концентрации соли, чем термодинамические свойства (плотность и скорость звука). Как следует из данных

Таблица 1

Химический состав исследуемых геотермальных рассолов

Тип	Образец № 68, рН = 7,2, мг/л	Образец № 129, рН = 7,2, мг/л	Образец № 27т, рН = 8,2, мг/л	Образец № 38т, рН = 7,7, мг/л
Катионы				
Al167,0	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
As189,0	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
B208,9	1,2	2,4	59,3	59,8
Ba230,4	< 0,1	< 0,1	1,7	2,0
Ca318,1	49,2	2,8	73,6	72,6
Cd228,8	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Co228,6	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Cr205,5	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Cu324,7	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Fe259,9	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hg184,9	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
K766,4	10,2	4,7	145	138
Li670,7	0,2	0,1	2,2	2,1
Mg279,0	32,9	1,3	28,5	29,6
Mn293,9	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Mo204,5	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Na818,3	396	590	7540	7660
Ni231,6	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
P213,6	< 0,1	0,2	< 0,1	< 0,1
Pb220,3	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
S182,0	240	211	39,8	34,2
Sb217,5	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Se196,0	2,4	0,2	< 0,1	< 0,1
Si212,4	13,8	12,3	29,4	28,1
Sr407,7	1,1	0,1	6,7	6,8
Ti334,9	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Tl1190,8	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
V292,4	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Zn206,2	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Анионы				
Хлориды	152	176	7387	7689
Нитраты	< 0,1	< 0,1	< 0,1	59,3
Сульфаты	749	616	30,7	24,6
Растворённая соль	1662	1830	15345	15808

табл. 2, измеренные свойства геотермальных флюидов (№ 27т и 38т) значительное (до 1,7% — для плотности, 21% — для вязкости и 2,04% — для скорости звука) отклоняются от значений для чистой воды, чем у других геотермальных образцов (№ 68 и 129). Это является результатом большой разницы в составах между образцами № 27т и 38т (минерализация — 15,5 г/л) и № 68 и 129 (минерализация — 1,8 г/л). Тем не менее, данный эффект зависит не только от концентрации ио-

нов, но и от их химической природы, т. е. химического типа ионов. При этом у них наблюдаются различные свойства. Это очередной раз доказывает, как химическая природа ионов в геотермальном флюиде влияет на их свойства.

Расчет иных термодинамических свойств. Измеренные значения плотности и скорости звука для геотермальных флюидов послужили для расчета других ключевых термодинамических свойств: адиаба-

Таблица 2

Экспериментальные данные по плотности, скорости звука и вязкости геотермальных флюидов при атмосферном давлении

Скважина № 68 (Избербаш, Дагестан)							
<i>T, K</i>	$\rho^a, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	<i>T, K</i>	$\rho^b, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$\eta^b, \text{МПа}\cdot\text{с}$	<i>T, K</i>	$\rho^c, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$W^c, \text{м}\cdot\text{с}^{-1}$
277,16	1000,97	277,15	1000,78	1,588	278,15	1000,72	1429,79
283,16	1000,65	283,15	1000,55	1,328	283,15	1000,51	1450,32
293,17	999,00	293,15	999,01	1,032	293,15	998,91	1484,84
303,13	996,42	303,15	996,40	0,835	303,15	996,43	1511,31
313,13	992,94	313,15	992,92	0,700	313,15	992,91	1530,94
323,13	988,73	323,15	988,70	0,603	323,15	988,72	1544,64
—	—	333,15	983,69	0,536	333,15	983,72	1553,12

Скважина № 129 (Избербаш, Дагестан)							
<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$\eta, \text{МПа}\cdot\text{с}$	<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$W, \text{м}\cdot\text{с}^{-1}$
277,17	1002,02	277,15	1002,04	1,576	278,13	1002,01	1430,42
283,15	1001,71	283,15	1001,69	1,339	283,15	1001,74	1451,31
293,16	1000,13	293,15	1000,17	1,048	293,15	1000,10	1486,27
303,13	997,56	303,15	997,55	0,816	303,15	997,79	1512,68
313,13	994,10	313,15	994,05	0,676	313,15	994,02	1532,20
323,13	989,83	323,15	989,80	0,568	318,15	992,07	1539,74
—	—	333,15	984,60	0,488	323,15	989,76	1545,85
—	—	343,15	979,17	0,421	333,15	984,64	1553,97
—	—	353,15	973,39	0,372	—	—	—

Скважина № 27Т (Тернаир, Дагестан)							
<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$\eta, \text{МПа}\cdot\text{с}$	<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$W, \text{м}\cdot\text{с}^{-1}$
277,17	1016,60	277,15	1016,40	1,660	278,14	1016,50	1456,68
283,17	1015,82	283,15	1015,87	1,420	283,15	1015,89	1476,34
293,17	1013,75	293,15	1013,73	1,119	293,14	1013,70	1508,65
303,13	1010,80	303,15	1010,78	0,917	303,15	1010,76	1533,06
313,13	1007,06	313,15	1007,03	0,785	313,15	1007,01	1551,46
323,13	1002,84	323,15	1002,81	0,679	323,10	1002,70	1564,20
—	—	—	—	—	333,15	997,98	1571,92

Скважина № 38Т (Тернаир, Дагестан)							
<i>T, K</i>	$3\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$\eta, \text{МПа}\cdot\text{с}$	<i>T, K</i>	$\rho, \text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$	$W, \text{м}\cdot\text{с}^{-1}$
277,16	1017,00	277,15	1017,08	1,618	278,14	1016,82	1455,79
283,17	1016,03	283,15	1016,05	1,373	283,15	1016,03	1475,53
293,16	1014,34	293,14	1014,38	1,089	293,15	1014,36	1507,58
303,13	1011,45	303,15	1011,43	0,885	303,15	1011,47	1532,40
313,13	1007,77	313,15	1007,73	0,756	313,15	1007,80	1550,72
—	—	323,15	1003,45	0,648	318,15	1005,85	1558,02
—	—	333,15	998,65	0,570	323,15	1003,50	1563,40
—	—	343,15	993,47	0,516	—	—	—

тического коэффициента объемной сжимаемости, коэффициента теплового расширения, термического коэффициента давления, изотермического коэффициента объемной сжимаемости, изохорной и изобарной теплоемкостей, разности энталпий, частной производной энталпии по давлению и частных производных внутренней энергии (внутреннего давления) с помощью достаточно известных термодинамических соотношений [29 — 31]. Полученные значения термодинамических свойств сведены в табл. 3.

Исследование температурной зависимости плотности, скорости звука и вязкости геотермальных флюидов Каякента и Кизляра

Расположение геотермальных полей и характеристики скважин. Каякентское геотермальное месторождение расположено в южной части России, примерно в 65 км к югу от столицы Дагестана Махачкалы на побережье Каспийского моря. Координаты месторождения составляют 42°24' северной широты и 47°57'30"

Таблица 3

Термодинамические свойства геотермальных флюидов, рассчитанные на основе измерений значений плотности и скорости звука

T, K	$\beta_s \cdot 10^3, MPa^{-1}$	$\alpha_p \cdot 10^3, K^{-1}$	$(\partial H/\partial P)_T, cm^3 \cdot g^{-1}$	$(\partial U/\partial V)_T, MPa$	$\beta_r \cdot 10^3, MPa^{-1}$	$\gamma, MPa \cdot K^{-1}$	$C_v, kJ \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$	$C_p, kJ \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$
Скважина № 68 (Избербаш, Дагестан)								
278,15	0,4888	0,0637	0,9816	36,12	0,4891	0,1302	4,259	4,262
283,15	0,4752	0,1089	0,9687	64,68	0,4760	0,2287	4,217	4,224
293,15	0,4541	0,1996	0,9425	127,95	0,4569	0,4368	4,163	4,188
303,15	0,4394	0,2908	0,9151	197,73	0,4455	0,6525	4,121	4,179
313,15	0,4297	0,3828	0,8864	271,85	0,4408	0,8684	4,080	4,185
323,15	0,4239	0,4758	0,8559	348,14	0,4415	1,0776	4,031	4,198
333,15	0,4214	0,5702	0,8235	424,47	0,4474	1,2744	3,990	4,236
Скважина № 27Т (Тернаир, Дагестан)								
278,14	0,4636	0,1382	0,9460	82,58	0,4648	0,2972	4,288	4,299
283,15	0,4516	0,1740	0,9359	108,48	0,4536	0,3834	4,244	4,262
293,14	0,4334	0,2456	0,9155	164,42	0,4376	0,5612	4,190	4,230
303,15	0,4210	0,3178	0,8940	224,95	0,4282	0,7423	4,141	4,212
313,15	0,4126	0,3907	0,8715	288,61	0,4238	0,9219	4,105	4,217
323,10	0,4076	0,4641	0,8478	353,53	0,4240	1,0945	4,065	4,229
333,15	0,4055	0,5393	0,8220	419,24	0,4284	1,2587	4,012	4,239

восточной долготы. Образцы геотермальных флюидов для настоящего исследования отобраны из скважин № 4 и 5 месторождения Каякент. Глубины скважин — 1767 и 1437 м. Температуры на устье варьируются в пределах от 335 до 342 К, а давления — от 0,08 до 0,20 МПа. Кизлярское месторождение находится в 170 км к северо-западу от Махачкалы и относится к разряду уникальных многопластовых месторождений на юге России. Его прогнозные запасы составляют 75000 м³/сутки. Наиболее продуктивные термоводоносные горизонты приурочены к караган-чокракским песчаным отложениям, залегающим на глубинах 3,0...3,2 км.

Температура воды на устьях скважин доходит до 107 °C, а дебит — до 3500 м³/сутки. Давления нагнетания не превышают 2,0...2,5 МПа. Всего на площади пробурена 21 скважина. Используется 20% от разведенных запасов или 7% от прогнозных.

Полученные экспериментальные данные о плотности, вязкости и скорости звука и расчёту производных термодинамических свойств представлены в табл. 4 — 6 как функции температуры $\rho = T$ и $\eta = T$ вместе со значениями плотности и вязкости [31], вычисленными по уравнениям IAPWS для чистой воды [32].

Результаты и их обсуждение

Измерения плотности, скорости звука и вязкости проб геотермального флюида из четырех термальных скважин (№ 68, 129, 27Т и 38Т) в зависимости от температуры при атмосферном давлении проводили в интервале температур 277...353 К. Эксперименталь-

ные результаты для плотности, вязкости и скорости звука в зависимости от температуры даны в табл. 2, 3. В измеряемом диапазоне температур (от 277 до 353 К) средняя разница между измеренными плотностями для геотермальной и чистой воды составляет для скважин № 68 — 0,05...0,10%; № 129 — 0,15...0,21%; № 27Т — 1,47...1,64%; и № 38Т — 1,54...1,77%, что значительно выше экспериментальной погрешности. Очевидно, что разница сильно зависит от концентрации ионов соли и их химической природы. Измерения плотности геотермальных флюидов (далее «образцы») выполнены с помощью Anton Paar DMA 4500, SVM 3000 и VTD 5000M. Полученные данные согласуются друг с другом в пределах 0,01...0,02%, что близко к экспериментальной погрешности.

При температурах выше 343 К обнаружено, что нагревание образца в процессе измерений высвобождает растворенные газы. Это одна из причин того, почему в данной работе выполнены замеры плотности, вязкости и скорости звука в ограниченном диапазоне температур (до 343 К). Выше этой температуры интенсивность эмиссии газа увеличивается. При умеренных температурах (ниже 343 К) влиянием растворённых газов на измеренные свойства геотермальных флюидов можно пренебречь. Для изучения влияния растворенных газов в пробах рассола при высоких температурах необходимы измерения при высоких давлениях. В целом, качественное поведение измеренной плотности, вязкости и скорости звука для всех геотермальных рассолов сходно с температурным поведением чистой воды [29 — 31].

Таблица 4

Экспериментальные данные по плотности, скорости звука и вязкости геотермальных флюидов при атмосферном давлении

Скважина № 6 (Кизляр, Дагестан)							
<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>η, МПа·с</i>	<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>c, м·с⁻¹</i>
277,16	1001,8	277,15	1001,9	1,5944	278,42	1001,9	1431,26
283,16	1001,6	283,15	1001,7	1,4330	283,12	1001,7	1450,89
293,16	999,96	293,15	999,98	1,2142	283,15	1001,6	1451,05
303,13	997,39	303,15	997,61	0,8905	293,15	999,99	1484,98
313,15	993,89	313,15	993,85	0,7234	303,15	997,51	1511,46
323,14	989,74	323,15	989,82	0,6012	313,15	994,00	1531,08
333,13	984,82	333,15	984,59	0,5048	323,15	989,83	1544,77
—	—	343,15	979,35	0,4386	—	—	—

Скважина № 17Т (Кизляр, Дагестан)							
<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>η, МПа·с</i>	<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>c, м·с⁻¹</i>
277,17	1005,8	277,15	1006,2	1,5953	278,14	1006,0	1437,38
283,17	1005,5	283,15	1005,9	1,3394	283,14	1005,8	1457,92
293,15	1003,7	293,15	1003,5	1,0454	283,15	1005,7	1458,09
303,13	1001,0	303,15	1001,1	0,8663	293,15	1003,8	1492,06
313,13	997,53	313,15	997,59	0,7033	303,15	1001,1	1517,55
323,13	993,29	323,15	993,30	0,6034	313,15	997,62	1536,89
—	—	—	—	—	343,15	982,16	1562,50

Таблица 5

Экспериментальные данные по плотности, скорости звука и вязкости геотермальных флюидов при атмосферном давлении

Скважина № 4 (Каякент, Дагестан)						
<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>η, МПа·с</i>	<i>T, K</i>	<i>W, м·с⁻¹</i>
278,17	1001,2	278,15	1001,8	1,5025	278,15	1428,88
283,15	1000,9	283,15	1001,1	1,2955	283,15	1449,45
293,14	999,41	293,15	999,20	0,9929	293,15	1484,03
303,13	996,82	303,15	996,00	0,8124	303,15	1510,57
313,15	993,37	313,15	992,40	0,6719	313,15	1530,24
323,16	987,91	323,15	988,30	0,5653	323,15	1543,97
—	—	—	—	—	333,15	1552,50
—	—	—	—	—	343,15	1556,44

Скважина № 5 (Каякент, Дагестан)						
<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>T, K</i>	<i>ρ, кг·м⁻³</i>	<i>η, МПа·с</i>	<i>T, K</i>	<i>W, м·с⁻¹</i>
278,15	1001,64	278,15	1002,60	1,5652	278,14	1429,65
283,16	1001,34	283,15	1002,00	1,3659	283,11	1450,70
293,16	999,80	293,15	999,90	1,1113	293,09	1485,35
303,12	997,23	303,15	996,70	0,8739	303,15	1511,19
313,13	993,77	313,15	993,73	0,7182	313,15	1530,85
323,14	989,53	323,15	989,54	0,5934	323,15	1544,55
—	—	333,15	984,81	0,4959	328,15	1549,43
—	—	—	—	—	333,15	1553,06

Таблица 6

Полученные на основе измерений плотности и скорости звука значения термодинамических свойств геотермальных флюидов

T, K	$\beta_s \cdot 10^3, \text{ МПа}^{-1}$	$\alpha_p \cdot 10^3, \text{ К}^{-1}$	$(\partial H / \partial P)_T, \text{ см}^3 \cdot \text{г}^{-1}$	$(\partial U / \partial V)_T, \text{ МПа}$	$\beta_r \cdot 10^3, \text{ МПа}^{-1}$	$\gamma_r, \text{ МПа} \cdot \text{К}^{-1}$	$C_v, \text{ кДж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$	$C_p, \text{ кДж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$
Скважина № 4 (Каякент, Дагестан)								
278,15	0,4891	-0,0176	1,0036	-10,08	0,4892	-0,0359	4,227	4,228
283,15	0,4755	0,0462	0,9860	27,43	0,4757	0,0972	4,208	4,209
293,15	0,4543	0,1740	0,9495	111,68	0,4564	0,3813	4,179	4,199
303,15	0,4396	0,3025	0,9111	205,41	0,4462	0,6779	4,147	4,209
313,15	0,4299	0,4321	0,8704	304,86	0,4437	0,9739	4,117	4,250
323,15	0,4241	0,5635	0,8268	406,01	0,4484	1,2567	4,039	4,270
333,15	0,4217	0,6970	0,7804	505,12	0,4596	1,5165	3,985	4,343
Скважина № 5 (Каякент, Дагестан)								
278,14	0,4884	0,0744	0,9776	42,22	0,4888	0,1522	4,255	4,258
283,11	0,4745	0,1173	0,9654	69,74	0,4754	0,2467	4,224	4,233
293,09	0,4533	0,2037	0,9404	130,77	0,4562	0,4465	4,202	4,228
303,15	0,4390	0,2913	0,9141	198,30	0,4451	0,6545	4,178	4,236
313,15	0,4293	0,3792	0,8867	269,77	0,4400	0,8618	4,135	4,238
323,15	0,4235	0,4681	0,8576	343,36	0,4404	1,0629	4,079	4,241
328,15	0,4219	0,5130	0,8423	380,35	0,4425	1,1594	4,050	4,248
333,15	0,4210	0,5582	0,8266	417,15	0,4457	1,2525	4,027	4,263
Скважина № 6 (Кизляр, Дагестан)								
278,42	0,4872	0,0661	0,9797	37,68	0,4875	0,1357	4,306	4,308
283,12	0,4743	0,1097	0,9674	65,27	0,4751	0,2309	4,246	4,253
283,15	0,4742	0,1099	0,9673	65,45	0,4750	0,2315	4,240	4,247
293,15	0,4534	0,2028	0,9404	130,21	0,4563	0,4445	4,205	4,231
303,15	0,4388	0,2962	0,9125	201,62	0,4452	0,6654	4,105	4,165
313,15	0,4291	0,3905	0,8830	277,44	0,4406	0,8863	4,075	4,184
323,15	0,4234	0,4859	0,8516	355,37	0,4417	1,1000	4,023	4,198
Скважина № 17Т (Кизляр, Дагестан)								
278,14	0,4810	0,0808	0,9715	46,57	0,4814	0,1614	4,330	4,334
283,14	0,4677	0,1256	0,9588	75,75	0,4688	0,2543	4,277	4,287
283,15	0,4676	0,1257	0,9588	75,82	0,4687	0,2545	4,272	4,281
293,15	0,4473	0,2155	0,9329	140,14	0,4505	0,4461	4,215	4,247
303,15	0,4336	0,3060	0,9059	210,59	0,4403	0,6424	4,170	4,235
313,15	0,4242	0,3973	0,8774	285,27	0,4359	0,8392	4,119	4,232
323,15	0,4187	0,4896	0,8471	361,92	0,4371	1,0326	4,071	4,250
333,09	0,4165	0,5828	0,8156	437,98	0,4431	1,2173	4,049	4,307

Выводы

Приведены результаты критического анализа методов измерений теплофизических свойств (плотности, скорости звука и вязкости) природных геотермальных флюидов, а также методов оценки их достоверности, уравнения состояния и прогнозирования термодинамических свойств. Даны рекомендации для научных и практических применений тепловых свойств природных геотермальных вод.

Представлены результаты экспериментальных исследований плотности, скорости звука и вязкости в широком диапазоне температур. Измеренные значения плотности, скорости звука и вязкости использованы для разработки корреляционной модели Риделя с целью предсказания значений этих параметров для различных концентраций ионов при температурах от 277 до 353 К. Полученные модели воспроизводят измеренные значения плотности, скорости звука и вязкости в пределах от 0,03 до 2,55%.

Для описания температурной зависимости вязкости геотермальных вод использована теоретически обоснованная модель Аррениуса–Андраде, воспроизводящая измеренные значения вязкости образцов геотермальной жидкости в пределах от 0,86 до 1,7%.

Л и т е р а т у р а

1. McKibbin R., McNabb A. Mathematical Modeling the Phase Boundaries and Fluid Properties of the System $H_2O+NaCl+CO_2$ // Proc. 17th New Zealand Geothermal Workshop. University of Auckland, 1995. Pp. 255—262.
2. Palliser Ch., McKibbin R.A. Model for Deep Geothermal Brines. Ch. II: Thermodynamic Properties-density // Transport in Porous Medias. 1998. V. 33. Pp. 129—154.
3. Palliser Ch. A Model for Deep Geothermal Brines: State Space Description and Thermodynamic Properties. Palmer North: Massey University, 1998.
4. Dittman G.L. Calculation of Brine Properties. Rep. UCID 17406 Lawrence Livermore Laboratory, 1977.
5. Potter R.W., Haas J.L.Jr. A Model for The Calculation of the Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids // Trans. Geothermal Resources Council. 1977. V. 1. Pp. 243—244.
6. Wahl E.F. Geothermal Energy Utilization. N.-Y.: John Wiley & Sons, 1977.
7. Horvath A.L. Handbook of Aqueous Electrolyte Solutions. Physical Properties, Estimation Methods and Correlation Methods. N.-Y.: Halsted Press, 1985.
8. Abdulagatov I.M., Abdulagatov A.I., Kamalov A.N. Thermophysical Properties of Pure Fluids and Aqueous Systems at High Temperatures and High Pressures. N.-Y.: Begell House Inc., 2005.
9. Abdulagatov I.M., Assael M. Viscosity. Hydrothermal Properties of Materials. Experimental Data on Aqueous Phase Equilibria and Solution Properties at Elevated Temperatures and Pressures London: John Wiley & Sons, 2009. Pp. 249—270.
10. Saadat A. e. a. 2008. Niedertemperaturstromerzeugung-systembetrachtung Unterberücksichtigung des Eigenbedarfs // Geothermische Technologien: Vom Reservoir zur Kilowattstunde. Tagung Potsdam: VDI-Gesellschaft Energietechnik, 2008. Pp. 155—167.
11. Francke H., Thorade M. Density and Viscosity of Brine: an Overview from a Process Engineer's Perspective // Chem. Erde, Geochem. 2010. V. 70. Pp. 23—32.
12. Dolejs D., Manning C.E. Thermodynamic Model for Mineral Solubility in Aqueous Fluids: Theory, Calibration and Application to Model Fluid-flow Systems // Geofluids. 2010. V. 10. Pp. 20—40.
13. Francke H., Kraume M., Saadat A. Thermal-hydraulic Measurements and Modelling of the Brine Circuit in a Geothermal Well // Envir. Earth Sci. 2013. V. 70. Pp. 3481—3495.
14. Battistelli A., Calore C., Pruess K. A Fluid Property Module for the TOUGH2 Simulator for Saline

Для разработки точных моделей прогнозирования свойств, применимых для любых природных геотермальных флюидов с широким спектром состава солей, необходимо провести большое число экспериментов из различных геотермальных месторождений России. Исследования будут продолжены.

Р e f e r e n c e s

1. McKibbin R., McNabb A. Mathematical Modeling the Phase Boundaries and Fluid Properties of the System $H_2O+NaCl+CO_2$. Proc. 17th New Zealand Geothermal Workshop. University of Auckland, 1995:255—262.
2. Palliser Ch., McKibbin R.A. Model for Deep Geothermal Brines. Ch. II: Thermodynamic Properties-density. Transport in Porous Medias. 1998;33:129—154.
3. Palliser Ch. A Model for Deep Geothermal Brines: State Space Description and Thermodynamic Properties. Palmer North: Massey University, 1998.
4. Dittman G.L. Calculation of Brine Properties. Rep. UCID 17406 Lawrence Livermore Laboratory, 1977.
5. POTTER R.W., HAAS J.L.JR. A Model for The Calculation of the Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids. Trans. Geothermal Resources Council. 1977;1: 243—244.
6. Wahl E.F. Geothermal Energy Utilization. N.-Y.: John Wiley & Sons, 1977.
7. Horvath A.L. Handbook of Aqueous Electrolyte Solutions. Physical Properties, Estimation Methods and Correlation Methods. N.-Y.: Halsted Press, 1985.
8. Abdulagatov I.M., Abdulagatov A.I., Kamalov A.N. Thermophysical Properties of Pure Fluids and Aqueous Systems at High Temperatures and High Pressures. N.-Y.: Begell House Inc., 2005.
9. Abdulagatov I.M., Assael M. Viscosity. Hydrothermal Properties of Materials. Experimental Data on Aqueous Phase Equilibria and Solution Properties at Elevated Temperatures and Pressures London: John Wiley & Sons, 2009:249—270.
10. Saadat A. e. a. 2008. Niedertemperaturstromerzeugung-systembetrachtung Unterberücksichtigung des Eigenbedarfs. Geothermische Technologien: Vom Reservoir zur Kilowattstunde. Tagung Potsdam: VDI-Gesellschaft Energietechnik, 2008:155—167.
11. Francke H., Thorade M. Density and Viscosity of Brine: an Overview from a Process Engineer's Perspective. Chem. Erde, Geochem. 2010;70:23—32.
12. Dolejs D., Manning C.E. Thermodynamic Model for Mineral Solubility in Aqueous Fluids: Theory, Calibration and Application to Model Fluid-flow Systems. Geofluids. 2010;10:20—40.
13. Francke H., Kraume M., Saadat A. Thermal-hydraulic Measurements and Modelling of the Brine Circuit in a Geothermal Well. Envir. Earth Sci. 2013;70: 3481—3495.
14. Battistelli A., Calore C., Pruess K. A Fluid Property Module for the TOUGH2 Simulator for Saline

- Brines with Non-condensable Gas // Proc. 18th Workshop on Geothermal Reservoir Eng. Stanford University, 1993. Pp. 249—259.
15. **Battistelli A.** Improving the Treatment of Saline Brines in EWASG for the Simulation of Hydrothermal Systems // Proc. TOUGH Symp. Berkeley, 2012. Pp. 1—9.
16. **Piwindskii A.J., Netherton R., Chan M.** Viscosity of Brines from the Salton Sea Geothermal Field. Rep. UCRL 52344. University of California, 1977.
17. **McCain W.D.Jr.** Reservoir Fluid Property Correlations State of Art // Soc. Petroleum Eng. Res. Eng., 1991. Pp. 266—272.
18. **Milsch H., Kallenberg B., Holzhauer J., Frick S., Blöcher G.** Mixing-rules of Viscosity, Electrical Conductivity and Density of NaCl, KCl, and CaCl₂ Aqueous Solutions Derived from Experiments // Proc. EAGE General Assambly. Vienna, 2010.
19. **Møller P.I.N., Weare J.H.** Model of Geothermal Brine Chemistry. Final Rep., 1999.
20. **Ostermann R.D., Paranjpe S.G., Godbole S.P., Kamath V.A.** The Effect of Dissolved Gas on Geothermal Brine Viscosity // Proc. 56th Ann. Soc. Petrol. Eng. California Regional Meeting, 1986. Pp. 381—389.
21. **Palliser Ch., McKibbin R.** A Model for Deep Geothermal Brines. Ch. III: Thermodynamic Properties-enthalpy and Viscosity // Transport in Porous Medias. 1998. V. 33. Pp. 155—171.
22. **Alkan H., Babadagli T., Satman A.** The Prediction of the PVT/Phase Behavior of the Geothermal Fluid Mixtures // Proc. World Geothermal Congress, 1995. Pp. 1659—1665.
23. **Champel B.** Discrepancies in Brine Density Databases at Geothermal Conditions // Geothermics. 2006. V. 35. Pp. 600—606.
24. **Lee K.S.** Comparison of Correlation Equations for Estimating Brine Properties under High Pressure and Temperature Condition // Geosystem Eng. 2000. V. 3. Pp. 113—116.
25. **Spycher N., Pruess K.** A Model for Thermo Physical Properties of CO₂-brine Mixtures at Elevated Temperatures and Pressures // Proc. 36th Workshop on Geothermal Reservoir Eng. Stanford, 2011.
26. **Ershaghi I., Abdassah D., Bonakdar M.R., Ahmad S.** Estimation of Geothermal Brine Viscosity // J. Pet. Tech. 1983. V. 35. Pp. 621—628.
27. **Adams J.J., Bachu S.** Equations of States for Basin Geofluids: Algorithm Review and Intercomparison for Brines // Geofluids. 2002. V. 2. Pp. 257—271.
28. **Oldenburg C., Pruess K., Lippmann M.** Heat and Mass Transfer in Hypersaline Geothermal Systems // Proc. World Geothermal Congress, 1995. Pp. 1647—1652.
29. **Abdulagatov I.M., Akhmedova-Azizova L.A., Aliev R.M., Badarov G.B.** Measurements of the Density, Speed of Sound, Viscosity and Derived Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids from South Russia Geothermal Field // Возобновляемая энергетика: проблемы и
- Brines with Non-condensable Gas. Proc. 18th Workshop on Geothermal Reservoir Eng. Stanford University, 1993:249—259.
15. **Battistelli A.** Improving the Treatment of Saline Brines in EWASG for the Simulation of Hydrothermal Systems. Proc. TOUGH Symp. Berkeley, 2012:1—9.
16. **Piwindskii A.J., Netherton R., Chan M.** Viscosity of Brines from the Salton Sea Geothermal Field. Rep. UCRL 52344. University of California, 1977.
17. **McCain W.D.Jr.** Reservoir Fluid Property Correlations State of Art. Soc. Petroleum Eng. Res. Eng., 1991: 266—272.
18. **Milsch H., Kallenberg B., Holzhauer J., Frick S., Blöcher G.** Mixing-rules of Viscosity, Electrical Conductivity and Density of NaCl, KCl, and CaCl₂ Aqueous Solutions Derived from Experiments. Proc. EAGE General Assambly. Vienna, 2010.
19. **Møller P.I.N., Weare J.H.** Model of Geothermal Brine Chemistry. Final Rep., 1999.
20. **Ostermann R.D., Paranjpe S.G., Godbole S.P., Kamath V.A.** The Effect of Dissolved Gas on Geothermal Brine Viscosity. Proc. 56th Ann. Soc. Petrol. Eng. California Regional Meeting, 1986:381—389.
21. **Palliser Ch., McKibbin R.** A Model for Deep Geothermal Brines. Ch. III: Thermodynamic Properties-enthalpy and Viscosity. Transport in Porous Medias. 1998;33:155—171.
22. **Alkan H., Babadagli T., Satman A.** The Prediction of the PVT/Phase Behavior of the Geothermal Fluid Mixtures. Proc. World Geothermal Congress, 1995:1659—1665.
23. **Champel B.** Discrepancies in Brine Density Databases at Geothermal Conditions. Geothermics. 2006;35: 600—606.
24. **Lee K.S.** Comparison of Correlation Equations for Estimating Brine Properties under High Pressure and Temperature Condition. Geosystem Eng. 2000;3: 113—116.
25. **Spycher N., Pruess K.** A Model for Thermo Physical Properties of CO₂-brine Mixtures at Elevated Temperatures and Pressures. Proc. 36th Workshop on Geothermal Reservoir Eng. Stanford, 2011.
26. **Ershaghi I., Abdassah D., Bonakdar M.R., Ahmad S.** Estimation of Geothermal Brine Viscosity. J. Pet. Tech. 1983;35:621—628.
27. **Adams J.J., Bachu S.** Equations of States for Basin Geofluids: Algorithm Review and Intercomparison for Brines. Geofluids. 2002;2:257—271.
28. **Oldenburg C., Pruess K., Lippmann M.** Heat and Mass Transfer in Hypersaline Geothermal Systems. Proc. World Geothermal Congress, 1995:1647—1652.
29. **Abdulagatov I.M., Akhmedova-Azizova L.A., Aliev R.M., Badarov G.B.** Measurements of the Density, Speed of Sound, Viscosity and Derived Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids from South Russia Geothermal Field. Vozobnovlyayemaya Energetika: Problemy i

и перспективы: Материалы III Междунар. конф. Махачкала: АЛЕФ, 2014. С. 35—39.

30. **Abdulagatov I.M., Akhmedova-Azizova L.A., Aliev R.M., Badarov G.B.** Measurements of the Density, Speed of Sound, Viscosity and Derived Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids from South Russia Geothermal Field. Pt. II // Appl. Geochemistry. 2016. V. 69. Pp. 28—41.

31. **Abdulagatov I.M., Akhmedova-Azizova L.A., Aliev R.M., Badarov G.B.** Measurements of the Density, Speed of Sound, Viscosity and Derived Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids // J. Chem. Eng. Data. 2016. V. 61. Pp. 234—246.

32. **Wagner W., Prüß A.** New International Formulation for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use // J. Phys. Chem. Ref. Data. 2002. V. 31. Pp. 387—535.

33. **Schröder E. e. a.** Design and Test of a New Calorimeter for Online Detection of Geothermal Water Heat Capacity // Geothermics. 2015. V. 53. Pp. 202—212.

Perspektivy: Materialy III Mezhdunar. Konf. Makhachkala: ALEF, 2014:35—39.

30. **Abdulagatov I.M., Akhmedova-Azizova L.A., Aliev R.M., Badarov G.B.** Measurements of the Density, Speed of Sound, Viscosity and Derived Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids from South Russia Geothermal Field. Pt. II. Appl. Geochemistry. 2016;69: 28—41.

31. **Abdulagatov I.M., Akhmedova-Azizova L.A., Aliev R.M., Badarov G.B.** Measurements of the Density, Speed of Sound, Viscosity and Derived Thermodynamic Properties of Geothermal Fluids. J. Chem. Eng. Data. 2016;61:234—246.

32. **Wagner W., Prüß A.** New International Formulation for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use. J. Phys. Chem. Ref. Data. 2002;31:387—535.

33. **Schröder E. e. a.** Design and Test of a New Calorimeter for Online Detection of Geothermal Water Heat Capacity. Geothermics. 2015;53:202—212.

Сведения об авторах:

Абдулагатов Ильмутдин Магомедович — доктор технических наук, профессор, заведующий лабораторией теплофизики возобновляемой энергетики Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала Объединённого института высоких температур РАН; заведующий кафедрой физической химии Дагестанского государственного университета, e-mail: ilmutdina@gmail.com

Бадаев Гасан Басирович — старший научный сотрудник лаборатории энергетики Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала Объединённого института высоких температур РАН, e-mail: lotos155@yandex.ru

Information about authors:

Abdulagatov Ilmutdin M. — Dr.Sci. (Techn.), Professor, Head of Thermophysics of Renewable Energy Laboratory of the Institute of Geothermal and Renewable Energy Problems — Branch of the Joint Institute of High Temperatures of the Russian Academy of Sciences; Head of the Physical Chemistry Dept., Dagestan State University, e-mail: ilmutdina@gmail.com

Badarov Gasan B. — Senior Researcher of the Energy Laboratory of the Institute of Geothermal and Renewable Energy Problems — Branch of the Joint Institute of High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, e-mail: lotos155@yandex.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 02.03.2022

The article received to the editor: 02.03.2022

Статья принята к публикации: 24.10.2022

The article has been accepted for publication: 24.10.2022