

Для цитирования: Ахмедов Г.Я., Курбанисмаилова А.С. Эксплуатация энергетического оборудования при утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2017; 44 (3): 48-60. DOI:10.21822/2073-6185-2017-44-3-48-60

For citation: Akhmedov G. Ya., Kurbanismailova A.S. The operation of power equipment during the disposal of combustible gases associated with geothermal water. Herald of Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2017; 44 (3): 48-60. (in Russ.) DOI:10.21822/2073-6185-2017-44-3-48-60

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ И ХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

УДК: 620.191

DOI: 10.21822/2073-6185-2017-44-3-48-60

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНЫХ С ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ВОДОЙ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Ахмедов Г.Я.¹, Курбанисмаилова А.С.²

¹Дагестанский государственный технический университет,
367026, г.Махачкала, пр. И. Шамиля, 70, Россия,

²Институт геологии ДНЦ РАН,
367010 г.Махачкала, пр. Ярагского, 75, Россия,

¹e-mail: ganapi@mail.ru; ²e-mail: mamaeva11187@mail.ru

Резюме: Цель. Целью исследования является оценка целесообразности утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов с невысоким газовым фактором и возможности ее практической реализации с обеспечением работы энергетического оборудования геотермальных систем в режиме без солеотложения. **Метод.** Исследования проводились на основе анализа содержания попутных горючих газов в подземных термоминеральных водах месторождений Предкавказья на основе оценки возможности их утилизации и использования в целях отопления и горячего водоснабжения. **Результат.** Произведен обзор существующих на практике теплоэнергетических схем по использованию источников геотермальных вод. На основе проведенных исследований установлено, что в составе рассматриваемых вод преобладает метан (70-90 %). Содержание тяжелых углеводородов не превышает 10 %. Углекислого газа содержится 3 ÷ 6 %, азота 1 ÷ 4 %. В зависимости от глубины залегания водоносного горизонта газовые факторы составляют от 1 до 5 м³/м³. Установлено, что нарушение углекислотного равновесия в воде приводит к образованию твердой фазы карбоната кальция на поверхности теплообмена. Предложена методика оценки связи парциального давления метана и углекислого газа с общим давлением в растворе геотермальной воды. Составлена схема эффективной работы термораспределительных станций с предотвращением в них карбонатных отложений путем использования продуктов сгорания использованного газа с закачкой отработавшей воды обратно в водоносный горизонт. **Вывод.** В результате проведенных исследований установлена возможность утилизации попутных горючих газов на геотермальных скважинах, используя различие в растворимости их с растворимостью углекислого газа. При этом защиту теплообменного оборудования и скважины от твердых отложений карбоната кальция можно осуществить путем использования продуктов сгорания попутных горючих газов.

Ключевые слова: геотермальная вода, попутные горючие газы, солеотложение, карбонат кальция, энергетическое оборудование

TECHNICAL SCIENCE
POWER, METALLURGICAL AND CHEMICAL MECHANICAL ENGINEERING

THE OPERATION OF POWER EQUIPMENT DURING THE DISPOSAL
OF COMBUSTIBLE GASES ASSOCIATED WITH GEOTHERMAL WATER

Ganapi Ya. Akhmedov¹, Azha S. Kurbanismailova²

¹Daghestan State Technical University,
70 I. Shamilya Ave., Makhachkala 367026, Russia,

²Institute of Geology, Daghestan Scientific Centre of RAS,
75 M. Yaragskogo Ave., Makhachkala 367010, Russia,

¹e-mail: ganapi@mail.ru, ²e-mail: mamaeva11187@mail.ru

Abstract Objectives. The aim of the study is to assess the appropriateness of utilising combustible gases associated with geothermal water with low gas factor and the possibility of its practical implementation with the provision of power equipment operation of geothermal systems with a non-scaling mode. **Methods.** The investigations were carried out by analysing the content of associated combustible gases in the underground thermomineral waters of the Cis-Caucasian deposits on the basis of an assessment of the feasibility of their utilisation for heating and hot water supply. **Results.** A review of practically existing heat and power schemes utilising geothermal water sources is carried out. Based on the studies conducted, it is found that methane (70-90%) is prevalent in the water under consideration; meanwhile, the content of heavy hydrocarbons does not exceed 10%. The concentration of carbon dioxide is $3 \div 6\%$, nitrogen $1 \div 4\%$. Depending on the depth of the aquifer, gas factors range from 1 to $5 \text{ m}^3/\text{m}^3$. As a result of the analysis of the operation of typical thermal distribution stations, it is established that a violation of the carbon dioxide equilibrium in water leads to the formation of a solid phase of calcium carbonate on the heat exchange surface. A technique for estimating the relationship between the partial pressure of methane and carbon dioxide with the total pressure in a solution of geothermal water is proposed. A scheme for the efficient operation of thermal distribution stations with the prevention of carbonate deposits formation by using the combustion products of the used gas combined with the injection of waste water back into the aquifer is presented. **Conclusion.** As a result of the conducted studies, the possibility of using associated combustible gases in geothermal wells is established using differences in their solubility and that of carbon dioxide. In this case, the protection of heat exchange equipment and the well from solid deposits of calcium carbonate can be achieved by using combustion products of associated combustible gases.

Keywords: geothermal water, associated combustible gases, scaling, calcium carbonate, power equipment

Введение. В последние десятилетия в энергетическом секторе отмечается рост интереса к нетрадиционным источникам возобновляемой энергии – солнечной, геотермальной, ветровой и других видов энергии, запасы которых огромны и использование их не вызывает заметного загрязнения окружающей среды. Интерес к возобновляемым источникам энергии вызван не столько прогнозными данными по истощению в обозримом будущем запасов нефти, угля, газа, сколько необходимостью защиты окружающей среды от загрязнения и возможных техногенных катастроф [1-3]. К тому же, во многих странах с дефицитом традиционных источников энергии, использование источников возобновляемой энергии является, хотя бы, частичным решением вопроса быть энергонезависимыми. По этим причинам они ориентируются на рациональное сочетание традиционных источников энергии с возобновляемыми.

Надо отметить, что среди возобновляемых источников энергии глубинное тепло Земли занимает не последнее место и на сегодняшний день используется во многих странах мира. Достаточно привести примеры использования источников геотермального пара, горячей воды и пароводяной смеси в таких странах, как Исландия, Филиппины, Новая Зеландия, Индонезия, где вырабатывается от 10 до 30% электроэнергии и от 30 до 90% тепловой энергии [4-6].

В США, производящей наибольшее количество электроэнергии, от традиционных источников не отказываются и от использования возобновляемых источников энергии, в частности, от источников геотермальной энергии. Установленная мощность геотермальных тепловых электростанций в США на сегодняшний день уже превышает 3ГВт [7].

В России, обладающей значительными ресурсами геотермальной энергии, установленная мощность всех геотермальных тепловых электростанций, расположенных на Камчатке и Курильских островах, составляет около 80 МВт. В России источники геотермальных вод используются, в основном, только в целях отопления и горячего водоснабжения [8 -9]. На многих месторождениях с геотермальной водой поступает и горючий газ, в основном, метан, который сжигается на факеле, выбрасывая тепло и продукты сгорания в окружающую среду. В связи с этим имеется проблема утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов, сохраняя при этом работу оборудования геотермальных систем в режиме без солеотложения.

Постановка задачи. Целью исследования является оценка целесообразности утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов с невысоким газовым фактором и возможности ее практической реализации с обеспечением работы энергетического оборудования геотермальных систем в режиме без солеотложения. Проблема состоит в том, что в процессе извлечения попутного горючего газа из воды вместе с ним выходит и углекислый газ. При этом выход углекислого газа сверх равновесного значения создает опасность карбонатных отложений в теплоэнергетическом оборудовании.

В связи с этим в работе ставится задача по обеспечению безнакипного режима эксплуатации геотермального оборудования при утилизации попутных горючих газов с закачкой отработавшей воды обратно в водоносный горизонт. Исследуется методика извлечения природного газа, как основного компонента газовой смеси, основанная на различной растворимости газов в геотермальной воде.

Методы исследования. Исследование целесообразности утилизации попутных горючих газов с невысоким газовым фактором из источников геотермальных вод позволяет оценить возможности эффективной работы энергетического оборудования в режиме без солеотложения. В тоже время, разнообразие видов геотермальных источников энергии требует соответствующего подхода к их освоению. Среди известных в мире типов месторождений геотермальных источников для получения электрической (150 °С и более) и тепловой (30 - 150 °С) энергии на сегодняшний день используются только гидротермы и парогидротермы, использование энергии термоаномальных и петрогеотермальных зон находится пока еще на стадии разработки.

В России разведано более 60 месторождений гидротермальных источников с температурой воды от 40 до 250°С, прогнозные запасы которых составляют около 20млн. м³/сут., что соответствует сжиганию 40 млн.т.у.т. в год [10]. На этих месторождениях встречаются сероводородные, азотные, азотно-углекислые, сероводородно-углекислые, углекислые, метановые и азотно-метановые воды.

Геотермальные воды Кавказа можно отнести к метановым. Они распространены также и в нефтегазоносных пластах Западно-Сибирской низменности, Русской и Сибирской платформ, на Сахалине и в ряде других районов страны [11]. Химический состав их представлен, в основном, ионами: Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻, HCO₃⁻, SO₄²⁻ с преимущественным содержанием ионов Na⁺ и Cl⁻. Минерализация этих вод составляет от единиц до 400 г/л. Газовый состав представлен, в основном, метаном CH₄, углекислым газом CO₂, азотом N₂ и сероводородом H₂S. При использовании этих вод в оборудовании геотермальных систем наблюдаются отложения, в основном, малорастворимой соли CaCO₃[12].

Разнообразие химического состава геотермальных вод и растворенных в них газов требует и соответствующего подхода к эксплуатации оборудования [11].

В связи с этим на практике применяют следующие схемы их использования (рис. 1):

- а) прямая подача геотермальной воды к потребителям;
- б) прямая подача геотермальной воды к потребителям с «пиковым» догревом;
- в) подача геотермальной воды в теплообменники для подогрева стабильной воды, идущей к потребителям;

г) подача геотермальной воды в теплообменники после обработки или поддержание в них равновесных значений давления и температуры используемой геотермальной воды. Первая и вторая схема /рис. 1а, б/ применяются в случае, если геотермальная вода соответствует санитарным нормам и стабильна в условиях эксплуатации в отношении коррозии и солеотложения.

Необходимо отметить, что пригодных для этой цели источников геотермальных вод составляет малую часть разведанных в мире ресурсов.

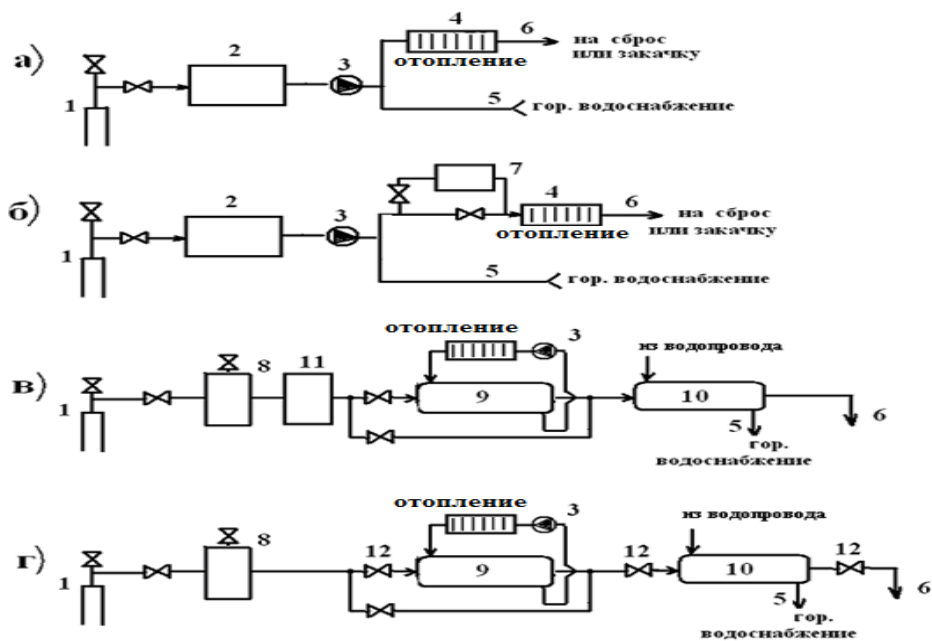


Рис.1. Схемы использования энергии источников геотермальных вод:

1 – скважина; 2 – бак-аккумулятор; 3 – насос; 4 – отопительные приборы; 5 – подача горячей воды потребителю; 6 - сброс или закачка использованной воды; 7 – котельная для догрева геотермальной воды; 8 - газоотделитель; 9 – теплообменник отопления; 10 – теплообменник горячей водоснабжения; 11 - стабилизационная обработка воды; 12 – запорная арматура для поддержания давления в системе

Fig.1. Schemes of energy use of sources of geothermal waters:

1 - well; 2 - accumulator tank; 3 - the pump; 4 - heating appliances; 5 - supply of hot water to the consumer; 6 - discharge or injection of used water; 7 - boiler for reheating geothermal water; 8 - gas separator; 9 - heat exchanger for heating; 10 - heat exchanger for hot water supply; 11 - stabilization treatment of water; 12 - shut-off valves to maintain pressure in the system

При необходимости догрева воды при относительно низких ее температурах используют традиционные виды топлива (рис. 1.1б). Однако при нагревании раствор используемой воды может быть выведен из состояния химического равновесия.

В этом случае в зависимости от химического состава раствора воды и содержания в нем газов возможны отложения твердой фазы солеобразующих компонентов.

По этой причине при проектировании схем энергетических систем с «пиковым» догревом необходимы исследования на предмет стабильности данной воды при планируемых температурах. При агрессивном характере геотермальных вод, то есть сильно минерализованы или содержат вредные компоненты (фенолы, мышьяк и т.д.), появляется необходимость использования промежуточных теплообменников с предварительной стабилизацией воды или с поддержанием в них необходимых параметров давления и температуры воды /рис. 1.1в, г/.

Представленные выше схемы, к сожалению, не предусмотрены для использования сопутных с геотермальной водой горючих газов, несмотря на наличие достаточного их количества в метановых водах большинства месторождений. Еще во времена СССР на геотермальных скважинах месторождений Предкавказья, первоначально предназначенных для добычи нефти и газа, проводились многочисленные исследования по изучению растворенных в воде газов. Как показали исследования, в составе этих вод преобладает метан (70-90 %).

Содержание тяжелых углеводородов составляет, в среднем, $3 \div 10$ %. Углекислого газа содержится $3 \div 6$ %, азота $1 \div 4$ %. В зависимости от глубины залегания водоносного горизонта газовые факторы составляют от 1 до $5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [13]. Для скважин Северного Кавказа этот показатель варьирует в пределах $1 \div 3 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В табл. 1 представлены данные по газовому составу вод некоторых скважин месторождений Восточно-Предкавказского бассейна подземных термальных вод (глубина залегания от 1000 до 4000 м) [14].

Таблица 1. Газовый состав вод скважин месторождений Восточно-Предкавказского бассейна подземных термальных вод

Table 1. Gas composition of the waters of some wells in the deposits of the Eastern Ciscaucasian basin of underground thermal waters

Местонахождение и номер скважины	Геологический возраст, интервал перфорации водоносного горизонта, м	Содержание растворенных газов, %			
		O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄ +Ty
1	2	3	4	5	6
Терско-Каспийский артезианский бассейн, Терско-Сулакская зона					
Кизляр -2Т	Апшерон, 1032-1040	-	5,0	0,5	94
Кизляр -6Т	Апшерон, 1040-1049	-	5,1	0,5	93
Юрковская -1ТЮ	Средний миоцен, 2286	3,2	64,1	5,12	28
Терско-Каспийский прогиб, Терско-Сунженская зона					
Заманкул-61	Юра, 4176-4220	-	1,7+рг	1,6	95,4+Ty
Заманкул-61	Юра, 3934-3964	-	3,3+рг	4,7	89,5+Ty
Малгобек-856	Юра, 4000-4015	-	7,0+рг	1,9	82,1+Ty
Аргудан Урухская	Верхний мел, 1115-1418	-	4,4+рг	1,6	93,9+Ty
Заманкул-33	Верхний мел, 2170-2185	-	3,1+рг	4,7	91,3+Ty
Малгобек-Вознесенск-834	Верхний мел, 3064-3088	-	1,4+рг	0,5	93,2+Ty
Хаян-Корт-51	Верхний мел, 3594 -3866	-	0,7+рг	6,0	89,4+Ty
Южно-Дагестанский артезианский бассейн					
Гаша-22	Верхний мел, 3050-3101	-	2,3+рг	2,3	92,88
Исти-су-7	Верхний мел, 3111-3699	-	4,4+рг	2,4	91,97
Берикей, скв. 14	Нижний мел, 913-944	-	1,8+рг	27,3	70,8+Ty
Берикей, скв. 16	Нижний мел,	-	2,0+рг	10,5	87,4+Ty
Сел. Ньюцуг, источник	Нижний мел	6,1	91,9+рг	2,0	Нет
Дузлак, скв. 53	Нижний мел, 638-650	-	3,0+рг	2,5	94,4+Ty
Оз. Аджинаур, с. Каякент	Нижний мел	Нет	13,2+рг	8,5	78,55
Терско-Кумский артезианский бассейн					
Русский Хутор-91	Майкоп	0,38	7,2	19,6	71,50
Русский Хутор-95	Майкоп	1,06	5,35	0,15	93,53
Граничная -2	Нижний мел, 3049-3050	-	4,8	3,1	82,9+Ty
Русский Хутор, центр-20	Нижний мел, 3024-3035	-	5,7	6,9	87,1+Ty
Граничная -1	Нижний мел, 3611-3615	-	4,8	20,7	74,5+Ty
Граничная -1	Нижний мел, 3594-3597	-	4,7	16,5	78,3+Ty

Продолжение таблицы 1.
 Continuation of the table 1.

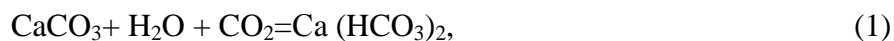
Местонахождение и номер скважины	Геологический возраст, интервал перфорации водоносного горизонта, м	Содержание растворенных газов, %			
		O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄ +Ty
1	2	3	4	5	6
Терско-Кумский артезианский бассейн					
Восход-3	Средняя юра, 3584-3587	-	8,2+рг	0,2	31,6+Ty
Октябрьская-2	Средняя юра, 3584-3587	-	4,9+рг	1,7	45,9+Ty
Степная-6	Средняя юра, 3584-3587	-	4,6+рг	8,1	79,3+Ty
Мартовская-5	Средняя юра, 3584-3587	-	4,3+рг	4,9	87,0+Ty
Ногайская-2	Средняя юра, 3584-3587	-	2,7+рг	7,2	84,6+Ty
Дахадаевская-10	Средняя юра, 3584-3587	-	4,4+рг	2,3	90,7+Ty
Буйнакская-1	Средняя юра, 3584-3587	-	6,3	0,1	62,1+Ty
Буйнакская-1	Средняя юра, 3584-3587	-	4,6	5,7	89,5+Ty
Сухокумская-10	Средняя юра, 3584-3587	-	4,2	2,4	93,2+Ty
Буйнакская-1	Средняя юра, 3584-3587	-	4,4	3,4	88,5+Ty
Северо-Нагутская-15	Верхний мел, 2184-2200	-	37,5+рг	2,7	58,9+Ty
Журавская-5	Верхний мел, 2764-2774	-	12,2+рг	1,3	83,1+Ty
Гороховская-1	Верхний мел, 2545-2555	-	87,2+рг	-	12,6+Ty
Гороховская-4	Верхний мел, 2598-2603	-	-	10,1	83,9+Ty
Левокумская-1	Верхний мел, 2678-2698	-	7,6+рг	23,5	68,9+Ty
Левокумская-1	Верхний мел, 2595-2607	-	4,6+рг	16,1	79,3+Ty
Русский Хутор (Южный)-1	Верхний мел, 2486-2492	-	6,9+рг	8,0	85,1+Ty
Русский Хутор (Южный)-2	Верхний мел, 2551-2564	-	4,4+рг	5,3	78,5+Ty
Русский Хутор (Южный)-2	Верхний мел, 2488-2492	-	5,3+рг	7,7	80,9+Ty
Прасковейская-26	Нижний мел, 3207-3215	-	3,1	13,8	83,1+Ty
Прасковейская-26	Нижний мел, 3131-3137	-	2,1	17,6	80,3+Ty
Гороховская-4	Нижний мел, 3010-3026	-	19,5+рг	-	72,4+Ty
Левокумская-1	Нижний мел, 3297-3302	-	7,9+рг	28,5	49,9+Ty
Левокумская-1	Нижний мел, 3180-3200	-	9,0+рг	-	67,4+Ty

Как видно из табл. 1, содержание метана в водах большинства приведенных скважин превышает 70%, в то время как азот и углекислый газ, в среднем, составляют от 3 до 7%.

При этом содержание других газов в воде большинства скважин не превышает 0,1%.

Естественно, что использование этих скважин только в целях добычи горючего газа неэффективно по причине малых концентраций их в воде из-за слабого растворения в ней метана и его гомологов. Однако при добыче геотермальной воды, как носителя тепловой энергии, извлечение сопутствующих горючих газов становится экономически целесообразным даже при малых его концентрациях [15-17].

Затраты на извлечение газов окупаются благодаря несложной технологии, основанной на различии в растворимости метана и углекислого газа. Из-за лучшей растворимости углекислого газа в воде карбонат кальция находится в растворенном состоянии в виде бикарбоната кальция по реакции



что предотвращает образование твердой фазы карбоната кальция в теплообменном оборудовании.

В настоящее время эксплуатация метановых вод, в частности, на месторождениях Северного Кавказа осуществляется без использования сопутствующих горючих газов. Горючий газ, в основном, метан сжигается на факеле, создавая как тепловое, так и химическое загрязнение окружающей среды. Содержание метана на скважинах месторождения Махачкала–Тернаир составляет от 70 до 90 %, а на месторождении Кизляр от 40 до 70%. При этом средний дебит скважин с газовым фактором 1 - 2 м³/м³ составляет от 1000 до 2000 м³/сут, что соответствует добыче попутного метана до 1500 м³ за сутки.

На рис.2 представлена типовая схема термораспределительных станций (ТРС) на месторождениях Кизляр и Махачкала-Тернаир (на примере ТРС «Черемушки», г. Кизляр).

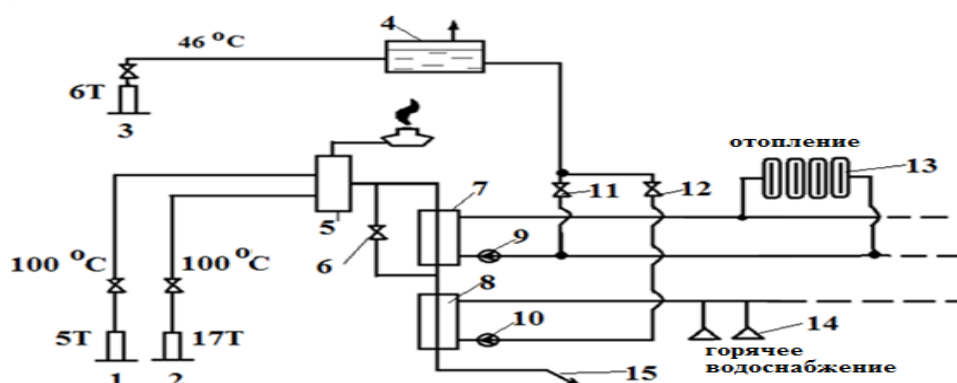


Рис.2. Эксплуатация геотермальных скважин на месторождении Кизляр (ТРС «Черемушки»)
 Fig.2. Operation of geothermal wells at the Kizlyar deposit (TRC «Cheryomushki»)

Отбор геотермальной воды осуществляется из двух скважин в дегазатор 5, газ из которого сжигают на факеле. При этом во избежание нарушения карбонатно-кальциевого равновесия в растворе воды по реакции (1), как показывает практика наблюдений, давление в дегазаторе при температуре воды 100°C не должно опуститься ниже, примерно, 0,4 МПа.

В дальнейшем вода, освобожденная от основного количества растворенного метана, подводится к теплообменникам отопления 7 и горячего водоснабжения 8. Во вторичном контуре теплообменников проходит питьевая вода из артезианской скважины №6Т, которая соответствует ГОСТу на питьевую воду (СанПиН 2.1.4.10749-01).

С увеличением теплос потребления в зимний период приходится увеличивать дебит скважины. При этом давление в устье скважины опускается ниже равновесного значения, что приводит к образованию на внутренней поверхности теплового оборудования твердой фазы карбоната кальция. По этой причине на скважине 3Т (ТРС №2 «Центральная» г. Кизляр) от ее устья до глубины 100-150 метров в скважинной трубе в настоящее время имеются отложения толщиной до 3 см.

Обсуждение результатов. Проведенные исследования и оценка схем эксплуатации энергетического оборудования при утилизации попутных горючих газов доказывают необходимость учета взаимосвязи общего давления в системе с парциальными давлениями отдельных газов.

Так, используя уравнения состояния газов, закона Генри -Дальтона можно выполнить оценку содержания того или иного газа в газовой фазе и в растворе геотермальной воды.

Для разреженных газов состояние их удовлетворительно описывается уравнением Клапейрона–Менделеева. При этом газосодержание ГС определяется как газовым фактором ГФ (спонтанная часть), так и газонасыщенностью ГН (растворенная часть) геотермальной воды сопутствующими газами [18-19].

$$ГС = ГФ / 22,4 + ГН \text{ (моль/л)} \quad (2)$$

Исходя из закона Дальтона давление газовой смеси определяем из суммы давлений P_i отдельных газов и давления насыщенных водяных паров

$$P = \sum_{i=1}^n P_i + P_{H_2O} , \quad (3)$$

Учитывая, что основными компонентами газовой среды, как видно из табл.1, является метан, углекислый газ и азот, общее давление с парами воды (в системе с геотермальной водой) будет

$$P = P_{CO_2} + P_{H_2O} + P_{N_2} + P_{CH_4} \quad (4)$$

При этом концентрация растворенного газа i – того компонента (газонасыщенность) можно найти по закону Генри

$$GH_i = K_i \cdot P_i , \quad (5)$$

где, K_i и P_i - соответственно, константа Генри (моль/(л·Па)) и парциальное давление этого газа (Па).

Если будут известны мольные доли (α_i) для i – тых компонентов газа, то полное количество данного компонента в воде (газосодержание) можно найти в виде

$$GC_i = G\Phi\alpha_i / 22,4 + K_i \cdot \alpha_i (P - P_{H_2O}) \quad (6)$$

Таким образом, используя свойство различной растворимости газов в воде можно обеспечить разделение их в процессе уменьшения общего давления над раствором.

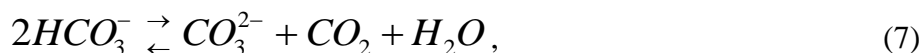
При выходе раствора геотермальной воды по стволу скважины на поверхность Земли и перемещении его в наземном оборудовании происходит постепенное снижение общего давления.

Одновременно, с изменением общего давления меняются и парциальные давления отдельных газов. При этом предполагается, что изменение парциальных давлений отдельных компонентов пропорционально изменению общего давления.

Соответственно по закону Генри меняется и растворимость газов в воде. Для геотермальных вод, в связи с их минерализованностью, растворимость газов (согласно закону Сеченова) понижается, что необходимо учитывать при решении задачи защиты оборудования от солеотложения.

Так как растворение газов в жидкости связано с процессами диссоциации молекул (к примеру, молекул CO_2 , H_2S), то при расчетах закон Генри можно использовать только при низких давлениях. При высоких давлениях (более 0,4 – 0,6 МПа) закон Генри рекомендуется применять с учетом связи между отдельными ионами, молекулами раствора воды и выражением этих компонентов через общую концентрацию. То же самое относится и к неодинаковому изменению растворимости разных газов с ростом общего давления.

Так, связь молекул CO_2 , диффундирующих в раствор при увеличении давления над ним, с другими формами углекислоты выражается соотношением



в то время как метан CH_4 не имеет такого взаимодействия. Это различие определяется взаимным влиянием растворенных газов в воде и, поэтому, метан хуже растворяется в воде, чем углекислый газ. При низких давлениях взаимное влияние отдельных компонентов смеси газов в растворе невелико, что позволяет применить закон Генри для каждого газа в отдельности.

С учетом приведенных выше допущений расчет зависимости парциального давления отдельного газа от общего давления в системе можно выполнить по следующей схеме.

Пусть имеем смесь газов из n компонентов. Все они занимают один и тот же объем V . Для i -го компонента количество молей в единице объема будет v_i/V . Тогда общее количество молей смеси газов в 1 м^3 будет

$$\frac{v}{V} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n v_i\right)}{V} \quad (8)$$

При контакте газа с пластовой водой для каждого компонента часть ее растворится согласно закону Генри

$$\frac{\Delta v_i}{V} = K_i \cdot P_i \quad (9)$$

где, K_i – константа Генри для i -го компонента газа, моль/($\text{м}^3 \cdot \text{Па}$). Тогда, уравнение Клапейрона-Менделеева для i -го компонента газа в газовой среде будет

$$P_i \cdot V = (v_i - \Delta v_i)RT \quad (10)$$

Подставляя выражение (9) в уравнение (10), получим парциальное давление i -го компонента газа в газовой смеси

$$P_i = \frac{\frac{v_i}{V}}{K_i \cdot RT + 1} \quad (11)$$

Величина $\frac{v_i}{V}$ (концентрация газового компонента в смеси газов) может быть определена путем химического анализа. Приравнявая друг другу выражения (11) для разных компонентов газа, получим систему уравнений соответственно их количеству, где при известных значениях одних компонентов можно определить значение других.

За величину давления P_{H_2O} принимается давление насыщенных паров при соответствующей температуре воды и давлении в системе. Используя уравнения (4) при известном значении P_{CO_2} и измеренном $P_{общ}$, можно также определить и возможное количество, получаемого из скважины, метана (в смеси с небольшим количеством азота).

Соответственно, при равновесном значении P_{CO_2} количество утилизируемого метана лимитируется значением общего давления в системе, при котором еще не будет выпадение твердой фазы карбоната кальция из раствора геотермальной воды.

Решая систему этих уравнений с учетом закона Дальтона, можно определить и зависимость парциальных давлений компонентов газовой смеси от общего давления для воды конкретной скважины. Такая зависимость дает возможность оценки стабильности геотермальной воды относительно общего давления в системе при различных температурах.

В то же время, эта зависимость дает оценку возможности утилизации горючих газов при тех или иных параметрах давления и температуры геотермальной воды. Зная мольную долю α_i газового компонента при известном значении общего давления в системе для определенной температуры воды, можно по уравнению (6) найти газосодержание его в данной воде.

На рис.3 представлена упрощенная схема эффективного использования геотермальной воды с утилизацией энергии попутных горючих газов. Из скважины 1 геотермальная вода по линии 2 поступает в дегазатор 3, из которого освободившийся газ по линии 4 проходит сушил-

ку 5 и по линии 6 подается в камеру сгорания 7. Линия 14 служит для подачи воздуха в камеру сгорания. Обедненная сопутствующими газами вода подается через насос 20 в теплообменники 12 и 10 и далее к скважине закачки 17.

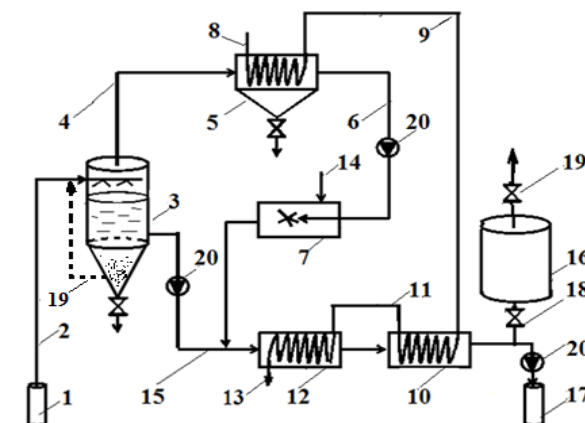


Рис.3. Упрощенная схема эффективного использования геотермальной воды с утилизацией энергии попутных горючих газов
Fig.3. Simplified scheme for the effective use of geothermal water with the utilization of energy from associated combustible gases

Для стабилизации воды в дегазаторе 3, в случае нарушения в ней углекислотного равновесия, используется кристаллическая затравка с принудительным возвратом по линии 19 затравочной пульпы [20]. Во вторичном контуре проходит предварительно подогретая в сушилке 5, водопроводная вода.

Одновременно, для увеличения теплового потенциала геотермальной воды в первом контуре теплообменника, из дегазатора 3 в нее подают горячие продукты из камеры сгорания 7. При этом вода в теплообменниках 12 и 10 насыщается углекислым газом, тем самым, предотвращая выделение твердой фазы карбоната кальция в них за счет подкисления воды. В тоже время, подкисление воды защищает скважину от твердых отложений и одновременно растворяет мелкодисперсную взвесь из частиц карбоната кальция, тем самым, предотвращая кольматацию пласта. Избыток продуктов сгорания (в основном, углекислый газ) подводится в емкость 16 и выводится из нее по мере накопления.

К примеру, скважина 27Г (Махачкала – Тернаир), где метан в газовой смеси содержится около 90%, согласно расчетам в [15, 19] на 1 м³ воды при температуре 100 °С и давлении в устье 0,4 МПа может дать 1,4 м³ метана. При сгорании 1,4 м³ метана выделяется около 50 · 10⁶ Дж теплоты. При подаче этой теплоты сгорания в 1 м³ геотермальной воды температура ее может подняться на 10 °С, что вносит существенный вклад в повышение ее теплового потенциала.

Одновременно продукты сгорания предотвращают образование карбонатных отложений в системах теплового оборудования и в самой скважине, как это предлагается также и в работе [21]. Возникающие при утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов трудности, связанные с защитой дегазатора от отложения карбоната кальция, можно также решить, используя результаты исследований по учету температуры теплообменной поверхности [22].

Хорошую перспективу представляет собой также метод защиты энергетического оборудования от карбонатных отложений с использованием внутрискважинных теплообменников [23-24]. Охлаждая геотермальную воду на глубине до 200-250 м от устья скважины, путем подогрева холодной воды, идущей к потребителю, получаем возможность снизить общее давление в наземном оборудовании, при котором не будут образовываться отложения карбоната кальция. Одновременно увеличивается и выход метана из воды.

Вывод. Проведенные в работе исследования подтверждают целесообразность утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов на месторождениях метановых вод, распространенных в России.

Установлено, что основой для утилизации рационально использовать различие в растворимости метана и углекислого газа в геотермальной воде. Во избежание нарушения углекислотного равновесия в воде, в процессе утилизации газов, необходимо учитывать связь общего давления с парциальным давлением углекислого газа.

В работе представлена методика определения парциального давления углекислого газа, соответствующего равновесному значению, в зависимости от общего давления в растворе геотермальных вод. С учетом проведенных исследований в работе предлагается схема энергетической установки с защитой теплообменного оборудования и скважины от твердых отложений карбоната кальция путем использования продуктов сгорания попутных горючих газов.

Для практической реализации этой схемы рекомендуется использовать метод учета равновесных параметров давления и температуры воды и, в случае нарушения углекислотного равновесия в растворе воды, метод затравочных кристаллов.

Представляется также перспективным использование внутрискважинных теплообменников, обеспечивающих безнакипный режим эксплуатации оборудования геотермальных систем с увеличенным выходом метана из воды.

Библиографический список:

1. Arent D.J., Wise A., Gelman R. The status and prospects of renewable energy for combating global warming. *Energy Economics*. 2011;33(4):584–593.
2. Renewables 2016, Global Status Report. BP Statistical Review of World Energy, June 2015. [Electronic resource] URL: [https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/1\(30\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/1(30).pdf) (access date 15.05.2017)
3. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010. - 256 с.
4. Lund I., Freeston D., Boyd T. Direct Utilization of Geothermal Energy. Proc. WGC-2010. Bali. Worldwide Review. 2010. [Electronic resource] URL: <http://www.geothermal.org>. (access date 10.03.2016).
5. Свейнбьорн Бьорнссон. Развитие геотермальной энергетики и исследования в Исландии [Электронный ресурс] / С. Бьорнссон. – Рейкьявик: Гудьон О, 2006. – 40 с. – Режим доступа: <http://www.os.is/gogn/os-onnur-rit/Geothermal-russneska.pdf>. (дата обращения 02.05.2017).
6. Lund J.W., Boyd T. L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics*. 2016;60:66–93.
7. Holm A., Blodgett L., Jennejohn D., Gawell K. Geothermal Energy: International Market Update: Geothermal Energy Association [Electronic resource] URL: http://www.geoenergy.org/pdf/reports/gea_international_market_report_final_may_2010.pdf. (access date 11.05.2017).
8. Доброхотов В.И./ Использование геотермальных ресурсов в энергетике России / В.И. Доброхотов, О.А. Поваров // Теплоэнергетика. – 2003. – № 1. – С. 2 – 11.
9. Геотермальная энергетика [Текст] : справочно-методическое издание / Г. В. Томаров А. И. Никольский, В. Н. Семенов, А. А. Шипков ; под ред. П. П. Безруких. - Москва: Теплоэнергетик, 2015. - 301 с. Сер. 3. Возобновляемая энергетика.
10. Бранчугов В.К., Гаврилов Е.И., Гарипов В.З., Козловский Е.А., Краев А. Г., Литвиненко В. С. и др. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз. - М.: Институт геолого-экономических проблем, 2004. - 548 с.
11. Геотермальное теплоснабжение жилых и общественных зданий и сооружений. ВСН 56-87. Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1989. – 50 с.
12. Ахмедов Г.Я. Твердые отложения карбоната кальция в геотермальных системах // Альтернативная энергетика и экология. - 2010. - № 11. - С. 81- 86.
13. Акулинчев Б.П., Панченко А.С., Пугачева М.Ф. Водорастворенные газы Предкавказья и проблемы их использования в народном хозяйстве // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. Ленинград, 1990 г. С. 138-144.
14. Курбанов М.К. Геотермальные и гидротермальные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья / М.К. Курбанов // М.: Наука, МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 260 с.
15. Султанов Ю.И., Завьялов С.Ф., Бадавов Г.Б. Возможности использования горючих газов на термоводозаборе Махачкала I – Тернаир / Ежегодник: Геотермия. М.: Наука, 1991. - С. 47 – 53.
16. Sanja Mrazovac, Djordje Basic. Methane-rich geothermal waters in the Pannonian Basin of Vojvodina (northern Serbia) // *Geothermics*, September 2009. - Volume 38. - Issue 3. - Pp. 303-312.
17. Ganjdanesh, Reza; Hosseini, Seyyed Abolfazl. Potential assessment of methane and heat production from geopressed-geothermal aquifers // *Geothermal Energy; Heidelberg* 4.1 (Nov 2016): 1-25.

18. Абдуллаев А.Н. Предотвращение образования отложений твердой фазы CaCO₃ в скважине/Ежегодник: Геотермия. М.:Наука, 1991.- С. 81 – 84.
19. Ахмедов Г.Я. К вопросу об эксплуатации энергетических систем в условиях декарбонизации геотермальных вод //Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2013. № 28. С. 63-69.
20. Ахмедов Г.Я. Стабилизационная обработка геотермальных вод// Водоснабжение и санитарная техника.- 2010.- № 6.- С. 33-38.
21. Pat. US 9121259 B2, C10L3/06, C07C1/00, B01J19/00, E21B43/295, C07C7/10. Storing carbon dioxide and producing methane and geothermal energy from deep saline aquifers /Steven L. Bryant, Gary A. Pope. Pub. 01.09.2015 (режимдоступа: <https://www.google.ch/patents/US9121259>)
22. Ахмедов Г.Я. К вопросу о влиянии теплопередачи на отложение твердой фазы карбоната кальция на теплообменной поверхности//Энергосбережение и водоподготовка. 2011. № 6.С. 6 – 8.
23. Алхасов А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии.-М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008. 376 с.
24. Ахмедов Г.Я. К вопросу об использовании внутри скважинных теплообменников в геотермальной энергетике//Промышленная энергетика. 2011. № 9. С. 13-17.

References:

1. Arent D.J., Wise A., Gelman R. The status and prospects of renewable energy for combating global warming. Energy Economics.2011;33(4):584–593.
2. Renewables 2016, Global Status Report.BP Statistical Review of World Energy, June 2015. [Electronic resource]URL: [https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/1\(30\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/1(30).pdf) (access date 15.05.2017)
3. Alkhasov A.B. Vozobnovlyаемая энергетика. М.: ФИЗМАТЛИТ; 2010. 256 s. [Alkhasov A.B. Renewable energy. М.: ФИЗМАТЛИТ; 2010. 256 p. (In Russ.)]
4. Lund I., Freeston D., Boyd T. Direct Utilization of Geothermal Energy. Proc. WGC-2010. Bali. Worldwide Review. 2010. [Electronic resource]URL:<http://www.geothermal.org>. (access date 10.03.2016).
5. B'ornsson S. Razvitie geotermal'noi energetiki i issledovaniya v Islandii. Reik'yavik: Gud'on O; 2006. 40 s. [Elektronnyy resurs] URL: <http://www.os.is/gogn/os-onnur-rit/Geothermal-russneska.pdf>.(data obrashcheniya:02.05.2017) [B'ornsson S. Development of geothermal energy and research in Iceland. Reik'yavik: Gud'on O; 2006. 40 p. [Electronic resource] URL: <http://www.os.is/gogn/os-onnur-rit/Geothermal-russneska.pdf>. (access date 02.05.2017) (In Russ.)]
6. Lund J.W., Boyd T. L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. Geothermics. 2016;60:66-93.
7. Holm A., Blodgett L., Jennejohn D., Gawell K. Geothermal Energy: International Market Update: Geothermal Energy Association [Electronic resource] URL: http://www.geoenergy.org/pdf/reports/gea_international_market_report_final_may_2010.pdf.(access date 11.05.2017).
8. Dobrokhotov V.I., Povarov O.A. Ispol'zovanie geotermal'nykh resursov v energetike Rossii. Teploenergetika. 2003;1:2-11. [Dobrokhotov V.I., Povarov O.A. Use of geothermal resources in the energy sector of Russia. Thermal Engineering. 2003;1:2- 11. (In Russ.)]
9. Tomarov G.V., Nikol'skii A.I., Semenov V.N., Shipkov A.A. Geotermal'naya energetika: spravochno-metodicheskoe izdanie. Ser. 3. Vozobnovlyаемая энергетика. (Pod red. P. P. Bezrukikh). Moskva: Teploenergetik; 2015. 301 s. [Tomarov G.V., Nikol'skii A.I., Semenov V.N., Shipkov A.A. Geothermal power engineering: reference and methodical edition. Ser. 3. Renewable energy. (Ed. P. P. Bezrukikh). Moscow: Teploenergetik; 2015. 301 p. (In Russ.)]
10. Branchugov V.K., Gavrilov E.I., Garipov V.3., Kozlovskii E.A., Kraev A. G., Litvinenko V. S. i dr. Mineral'no-syr'evaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyanie i prognoz. М.: Institut geologo-ekonomicheskikh problem; 2004. 548 s. [Branchugov V.K., Gavrilov E.I., Garipov V.Z., Kozlovskii E.A., Kraev A. G., Litvinenko V. S. et al. Mineral and raw materials base of the fuel and energy complex of Russia. Status and forecast. М.: Institut geologo-ekonomicheskikh problem; 2004. 548 p. (In Russ.)]
11. Geotermal'noe teplokladosnabzhenie zhilykh i obshchestvennykh zdaniy i sooruzhenii. VSN 56-87. Normy proektirovaniya. М.: Stroiizdat; 1989. 50 s. [Geothermal heat and cold supply of residential and public buildings and constructions. Industry-specific regulations 56-87. Design Standards. М.: Stroiizdat; 1989. 50 p. (In Russ.)]
12. Akhmedov G.Ya. Tverдые otlozheniya karbonata kal'tsiya v geotermal'nykh sistemakh. Al'ternativnaya energetika i ekologiya. 2010;11:81- 86. [Akhmedov G.Ya. Solid deposits of calcium carbonate in geothermal systems. International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. 2010;11:81- 86. (In Russ.)]
13. Akulinchev B.P., Panchenko A.S., Pugacheva M.F. Vodorastvorennые gazy Predkavkaz'ya i problemy ikh ispol'zovaniya v narodnom khozyaistve. Resursy netraditsionnogo gazovogo syr'ya i problemy ego osvoeniya. Leningrad; 1990. S. 138-144. [Akulinchev B.P., Panchenko A.S., Pugacheva M.F. Dissolved gases of Ciscaucasia and the issues of their use in the national economy. Resources of non-traditional gas raw materials and the issues of its development. Leningrad; 1990. P. 138-144. (In Russ.)]

14. Kurbanov M.K. Geotermal'nye i gidrotermal'nye resursy Vostochnogo Kavkaza i Predkavkaz'ya. M.: Nauka; 2001. 260 s. [Kurbanov M.K. Geothermal and hydrothermal resources of the Eastern Caucasus and Ciscaucasia. M.: Nauka; 2001. 260 p. (In Russ.)]
15. Sultanov Yu.I., Zav'yalov S.F., Badavov G.B. Vozmozhnosti ispol'zovaniya goryuchikh gazov na termovodozabore Makhachkala I –Ternair. Ezhegodnik "Geotermya", vyp. 1. M.: Nauka; 1991. S. 47-53. [Sultanov Yu.I., Zav'yalov S.F., Badavov G.B. Possibilities of using combustible gases at thermal water inlet Makhachkala I - Ternair. Yearbook "Geotermya", vol. 1. M.: Nauka; 1991. P. 47-53. (In Russ.)]
16. Mrazovac S., Basic D. Methane-rich geothermal waters in the Pannonian Basin of Vojvodina (northern Serbia). *Geothermics*. 2009;38(3):303-312.
17. Ganjdanesh R., Hosseini S.A. Potential assessment of methane and heat production from geopressured-geothermal aquifers. *Geothermal Energy*. 2016;4(16):1-25.
18. Abdullaev A.N. Predotvrashchenie obrazovaniya otlozhenii tverdoi fazy CaCO₃ v skvazhine. Ezhegodnik "Geotermya". 1991. S. 81 – 84. [Abdullaev A.N. Prevention of formation of solid CaCO₃ deposits in the well. Yearbook "Geotermya". 1991. P. 81 – 84. (In Russ.)].
19. Akhmedov G.Ya. K voprosu ob ekspluatatsii energeticheskikh sistem v usloviyakh dekarbonizatsii geotermal'nykh vod. Vestnik Dagestanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Tekhnicheskie nauki. 2013;28:63-69. [Akhmedov G.Ya. On the question of the exploitation of energy systems in the conditions of decarbonisation of thermal water. Herald of Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2013; 28:63-69. (In Russ.)]
20. Akhmedov G.Ya. Stabilizatsionnaya obrabotka geotermal'nykh vod. Vodopodgotovka i sanitarnaya tekhnika. 2010;6:33-38. [Akhmedov G.Ya. Stabilization treatment of geothermal waters. Water Supply and Sanitary Technique. 2010;6:33-38. (In Russ.)]
21. Bryant S.L., Pope G.A. Pat. US 9121259 B2, C10L3/06, C07C1/00, B01J19/00, E21B43/295, C07C7/10. Storing carbon dioxide and producing methane and geothermal energy from deep saline aquifers. Pub. 01.09.2015 (URL: <https://www.google.ch/patents/US9121259>)
22. Akhmedov G.Ya. K voprosu o vliyaniy teploperedachi na otlozhenie tverdoi fazy karbonata kal'tsiya na teploobmennoi poverkhnosti. Energoberezhenie i vodopodgotovka. 2011;6:6-8. [Akhmedov G.Ya. To the question of the effect of heat transfer on the deposition of the solid phase of calcium carbonate on the heat exchange surface. Energy and Water. 2011;6:6-8. (In Russ.)]
23. Alkhasov A.B. Geotermal'naya energetika: problemy, resursy, tekhnologii. M.: FIZMATLIT; 2008. 376 s. [Alkhasov A.B. Geothermal energy: problems, resources, technologies. M.: FIZMATLIT; 2008. 376 p. (In Russ.)]
24. Akhmedov G.Ya. K voprosu ob ispol'zovanii vnutriskvazhinnykh teploobmennikov v geotermal'noi energetike. Promyshlennaya energetika. 2011;9:13-17. [Akhmedov G.Ya. About the use of downhole heat exchangers in geothermal energy. Industrial power engineering. 2011;9:13-17. (In Russ.)]

Сведения об авторах:

Ахмедов Ганапи Янгиевич – доктор технических наук, профессор, кафедра физики.

Курбанисмаилова Ажа Сурхаевна – младший научный сотрудник, Институт геологии ДНЦ РАН.

Information about the authors:

Ganapi Ya.Akhmedov – Dr. Sci. (Technical), Prof., Department of Physics.

Azha S. Kurbanismailova – Junior Researcher, Institute of Geology.

Конфликт интересов.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Поступила в редакцию 02.08.2017.

Принята в печать 30.08.2017.

Conflict of interest.

The authors declare no conflict of interest.

Received 02.08.2017.

Accepted for publication 30.08.2017.