

**ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ АСПЕКТАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД  
В УСЛОВИЯХ ЗАСУШЛИВОГО КЛИМАТА**

© 2023 г. А.С. Курбанисмаилова\*, Г.Я. Ахмедов\*\*

*\*Институт геологии ДНЦ РАН*

*Россия, 367010, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. Ярагского, д. 75*

*E-mail: tataeva11187@mail.ru*

*\*\*Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики, филиал ОИВТ РАН*

*Россия, 367030, Республика Дагестан, г. Махачкала, просп. И. Шамиля, д. 39а*

*E-mail: ganapi@mail.ru*

Поступила в редакцию 12.10.2022. После доработки 18.01.2023. Принята к публикации 19.01.2023.

В статье рассматриваются проблемы нецелесообразного сброса отработанных геотермальных вод на открытый грунт и в наземные водоемы, а также выброса с геотермальной водой попутных горючих газов в открытую атмосферу путем сжигания на факеле. Дается оценка и возможные пути технической реализации предотвращения загрязнения окружающей среды, вызванные при использовании геотермальных вод в аридных регионах. Представлены схематические решения эксплуатации геотермальных систем в режиме без солеотложения в условиях утилизации попутного горючего газа метана. Показано, что ввод углекислого газа в закачиваемую обратно в водоносный горизонт отработанную геотермальную воду обеспечивает долговечность работы скважин закачки.

*Ключевые слова:* геотермальная вода, попутный газ метан, энергетическое оборудование, экология, утилизация газа, углеводороды.

**DOI: 10.24412/1993-3916-2023-2-128-135**

**EDN: ZEBHRJ**

**Объекты и методы исследований**

Россия на своей территории располагает значительными ресурсами геотермальных вод, содержащих попутный горючий газ – метан. По данным на 2015 г., в России разведано 58 месторождений термальных вод с дебитом, превышающим 330 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На 18 месторождениях идет промышленная эксплуатация, среди которых месторождение Паратунка на Камчатке, Черкесское и Казьминское в Карачаево-Черкессии и Ставропольском крае, Махачкалинское и Кизлярское в Дагестане, Мостовское и Вознесенское в Краснодарском крае. Однако на сегодняшний день остается проблематичной задача закачки отработанных вод обратно в водоносный горизонт, а также утилизация попутного с геотермальной водой горючего газа, в частности, метана как наиболее распространенного. При этом выброс отработанных вод на открытый грунт и продуктов сгорания метана в открытой атмосфере приводят к загрязнению почвы, открытых водоемов и атмосферы Земли, усиливая процессы аридизации и остепнения.

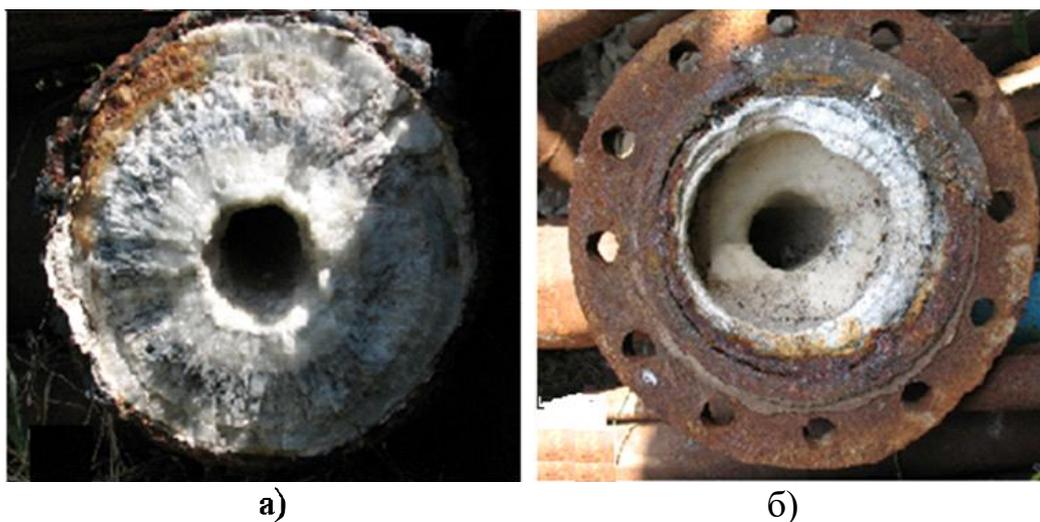
В зависимости от химического и газового состава, а также геологических и геохимических условий формирования принято деление геотермальных вод на сероводородные, сероводородно-углекислые (фумарольные), углекислые, азотно-углекислые, азотные (щелочные), метановые и азотно-метановые (Геотермальное теплоснабжение ..., 1989; Ахмедов, Курбанисмаилова, 2017; Курбанисмаилова и др., 2019; Курбанисмаилова, 2021). Геотермальные воды Кавказа можно отнести к метановым, которые так же широко распространены в крупнейших нефтегазоносных артезианских бассейнах Русской и Сибирской платформ, Западно-Сибирской низменности, Сахалина и ряда других районов России. Они характеризуются минерализацией от 1 до 400-500 г/л. Химический состав этих вод представлен в основном ионами Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, Cl<sup>-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, с преимущественным содержанием Na<sup>+</sup> и Cl<sup>-</sup>. В газовом составе преобладают метан CH<sub>4</sub>, углекислый газ CO<sub>2</sub>, азот N<sub>2</sub> и сероводород H<sub>2</sub>S. При использовании таких вод в геотермальных системах засушливых регионов наблюдаются отложения, в основном – малорастворимой соли карбоната

кальция  $\text{CaCO}_3$ .

По степени изученности растворенных газов в водах геотермальных месторождений в нашей стране Предкавказье занимает особое место. Исследования, проводимые на разных скважинах в течение ряда лет, показали, что в составе вод кумского горизонта (глубина залегания – 1300-1400 м с чередованием алевролитов, содержащих газ) преобладает метан (70-90%). Тяжелые углеводороды составляют в среднем 2.6-9.5%. Углекислого газа содержится 3-6%, азота – 1-4%. В зависимости от глубин газовые факторы составляют от 1 до 5  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . На больших глубинах (4000 м и более) предполагается наличие газодляных смесей с высокими газовыми факторами (Акулинчев и др., 1990).

В настоящее время Россия находится в первых рядах по объёму сжигаемого на факеле газа в открытой атмосфере. Однако попытки частичной утилизации попутных горючих газов из метановых вод при газовом факторе менее 2-3  $\text{м}^3/\text{м}^3$  на практике наталкиваются на проблемы неоправданных расходов на их синтез, сушку, сбор и т.д. По этой причине газ, освобожденный из воды из скважин, сжигается на факеле, который в случае большой концентрации углекислого газа, а также азота в общей смеси газов, горит нестабильно.

С другой стороны, попытки извлечения максимального количества попутных газов из геотермальных вод путем снижения общего давления в оборудовании с геотермальной водой в дегазаторах, расширителях, теплообменниках, транспортных трубопроводах приводят к дополнительным затратам, связанным с предотвращением появления твердых отложений (рис. 1) на поверхности этого оборудования. Причиной этих отложений является нарушение химического равновесия между растворенными в воде компонентами химических соединений (Абдуллаев и др., 1986). В связи с этим возникла проблема утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов, при которой работа оборудования геотермальных систем могла бы продолжаться.



**Рис. 1.** Внешний вид отложения карбоната кальция в геотермальном оборудовании: а – отложения в трубопроводе подачи геотермальной воды в теплообменник отопления, б – отложения в трубопроводе подачи геотермальной воды в запорную арматуру.

#### Результаты исследования

Анализ состава среднепотенциальных геотермальных вод (температура воды в устье скважины – 45-75°C) в засушливых условиях Восточно-Предкавказского бассейна показывает наличие метана в общей смеси газов более 40-50%. Для характеристики в таблице ниже представлены данные по газовому составу подземных термальных вод из некоторых скважин на месторождениях Восточно-Предкавказского бассейна при глубине залегания от 1000 до 4000 м (Курбанов, 2001). Содержание метана (табл.) в водах большинства приведенных скважин превышает 70%. Содержание азота и углекислого газа 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 их малых концентраций в воде. Однако при добыче геотермальной воды как носителя тепловой энергии извлечение сопутствующих горючих газов с использованием новых технических и технологических решений представляется экономически целесообразным даже при малых концентрациях. Расчеты показывают, что при дебите скважины 2000 м<sup>3</sup>/сут. с газовым фактором 1.5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и наличии 60% метана в общей смеси газов за сутки можно получить около 1000 м<sup>3</sup> метана.

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

Местонахождение и номер скважины	Геологический возраст, интервал перфорации водоносного горизонта, м	Содержание растворенных газов, %			
		O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> +Ty
<b>Терско-Каспийский артезианский бассейн, Терско-Сулакская зона</b>					
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
<b>Терско-Каспийский прогиб, Терско-Сунженская зона</b>					
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
<b>Южно-Дагестанский артезианский бассейн</b>					
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, 913-944	–	2.0+рг	10.5	87.4+Ty
сел. Ньюцуг, источник	Нижний мел, 913-944	6.1	91.9+рг	2.0	Нет
Дузлак, скв. 53	Нижний мел, 638-650	–	3.0+рг	2.5	94.4+Ty
оз. Адж-Наур, с. Каякент	Нижний мел, 638-650	нет	13.2+рг	8.5	78.55
<b>Терско-Кумский артезианский бассейн</b>					
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
<b>Терско-Каспийский артезианский бассейн, Терско-Сулакская зона</b>					
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
<b>Терско-Каспийский прогиб, Терско-Сунженская зона</b>					
Заманкул-61	Юра, 4176-4220	–	1.7+рг	1.6	95.4+Ty

Продолжение таблицы.

Местонахождение и номер скважины	Геологический возраст, интервал перфорации водоносного горизонта, м	Содержание растворенных газов, %			
		O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> +Ty
<b>Терско-Каспийский прогиб, Терско-Сунженская зона</b>					
Заманкул-61	Юра, 3934-3964	–	3.3+pr	4.7	89.5+Ty
Малгобек-856	Юра, 4000-4015	–	7.0+pr	1.9	82.1+Ty
Аргудан Урухская	Верхний мел, 1115-1418	–	4.4+pr	1.6	93.9+Ty
Заманкул-33	Верхний мел, 2170-2185	–	3.1+pr	4.7	91.3+Ty
Малгобек-Вознесенск-834	Верхний мел, 3064-3088	–	1.4+pr	0.5	93.2+Ty
Хаян-Корт-51	Верхний мел, 3594 -3866	–	0.7+pr	6.0	89.4+Ty
<b>Южно-Дагестанский артезианский бассейн</b>					
Гаша-22	Верхний мел, 3050-3101	–	2.3+pr	2.3	92.88
Исти-су-7	Верхний мел, 3111-3699	–	4.4+pr	2.4	91.97
Берикей, скв. 14	Нижний мел, 913-944	–	1.8+pr	27.3	70.8+Ty
Берикей, скв. 16	Нижний мел, 913-944	–	2.0+pr	10.5	87.4+Ty
сел. Ньюцуг, источник	Нижний мел, 913-944	6.1	91.9+pr	2.0	Нет
Дузлак, скв. 53	Нижний мел, 638-650	–	3.0+pr	2.5	94.4+Ty
оз. Аджи-Наур, с. Каякент	Нижний мел, 638-650	нет	13.2+pr	8.5	78.55
<b>Терско-Кумский артезианский бассейн</b>					
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

Для геотермальных скважин Северного Кавказа и Предкавказья общее давление вместе с парами воды  $P_{H_2O}$  создается в основном легкими углеводородами  $P_{угл}$ , углекислым газом  $P_{CO_2}$  и азотом  $P_{N_2}$ :

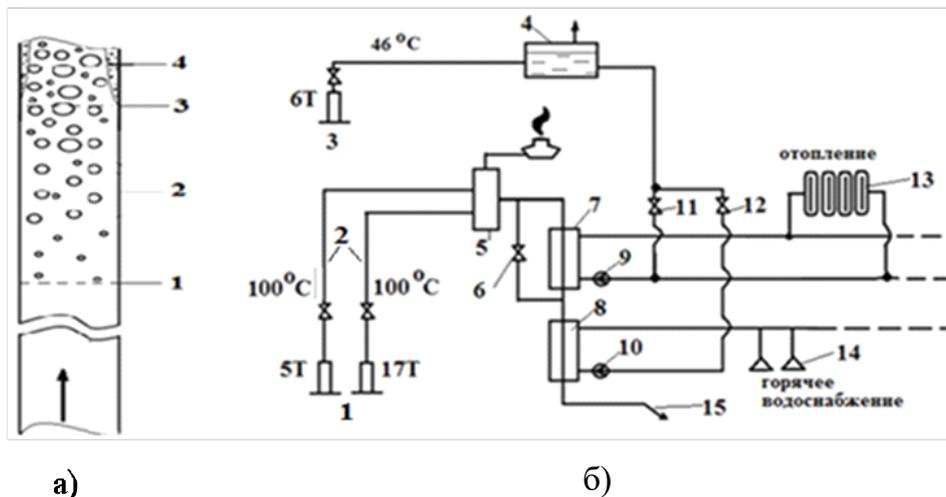
$$P = P_{H_2O} + P_{угл} + P_{CO_2} + P_{N_2} \quad (1).$$

Для вод скважин, приведенных в таблице, с целью упрощения формулы (1) можно опустить выражение для давления азота ввиду его малых значений, а давление легких углеводородов выразить через давление метана, т.к. его в общей массе углеводородов – 90-97% (2):

$$P = P_{H_2O} + P_{CH_4} + P_{CO_2} \quad (2).$$

Для максимального выхода метана из геотермальной воды необходимо снижать общее давление в системе при высокой температуре. Но при этом из-за снижения концентрации  $CO_2$  нарушается карбонатно-кальциевое равновесие в растворе воды. В связи с этим необходимо разрабатывать методику эксплуатации геотермального оборудования в режиме без солеотложения при извлечении горючих газов. При этом необходимо придерживаться равновесных параметров воды (давление и температура) используемых скважин, а также учитывать растворимость газов в воде. Процесс выхода газов начинается еще в скважине. При перемещении воды вдоль эксплуатационной скважины начинается выход в первую очередь газов с наименьшей растворимостью. Для наглядности (рис. 2а) представлена схема начала выхода метана  $CH_4$  (точка 1), углекислого газа  $CO_2$  (точка 2) и, в случае нарушения углекислого равновесия в растворе воды, начало формирования (точка 3) и образования на стенках трубопровода твердых отложений карбоната кальция (поз. 4). На основе проведенных

исследований (рис. 2б) представлена типичная схема эксплуатации геотермального оборудования в наземной части термораспределительных станций (ТРС). Из эксплуатационных скважин 17Т и 5Т (поз. 1) по трубопроводам 2 геотермальная вода поступает через дегазатор 5 в теплообменники отопления 7 и горячего водоснабжения 8 ТРС. При этом отработанная геотермальная вода сбрасывается на линии 15 в канализацию, а освобожденный в дегазаторе 5 газ метан сжигается на факеле в открытой атмосфере. Вода из артезианской скважины 6 через вторичный контур теплообменников 7 и 8 после подогрева поступает к потребителям 13 и 14. В баке 4 осуществляется так же, как и в дегазаторе 5, вывод газа из артезианской воды. Вспомогательная арматура 6, 9-12 используется для регулирования расходов геотермальной и артезианской воды к теплообменникам и потребителям.



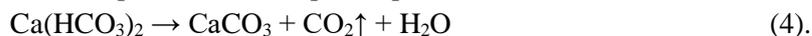
**Рис. 2.** Использование геотермальных вод: а) схема выхода метана и начала возможного формирования твердых отложений  $\text{CaCO}_3$  в эксплуатационной скважине геотермальных вод, б) типичная схема эксплуатации геотермального оборудования в наземной части ТРС.

В настоящее время в Дагестане эксплуатируются скважины геотермальных вод из горизонтов апшерон, караган, чокрак с температурой воды до  $45^\circ\text{C}$ ,  $50-80^\circ\text{C}$  и  $100-105^\circ\text{C}$  соответственно. Общий объем добываемых за сутки вод составляет около 20 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Сброс отработанной воды осуществляется (рис. 3) в канал Кизляр – Каспий (выпуски отработанной воды от скважин указаны штрих-пунктирной линией). Проблема закачки отработанных геотермальных вод обратно в водоносный горизонт связана, в первую очередь, с кольматацией пласта из-за наличия взвешенных в воде частиц. С другой стороны, имеет место изменение свойств закачиваемой воды при прохождении через водоносный горизонт. Изменения эти связаны с химическими реакциями при перемене условий нахождения раствора закачиваемой воды в пласте водоносного горизонта.

В воде карбонат кальция находится, как правило, в виде хорошо растворимой соли бикарбоната кальция:



Из уравнения (3) следует, что количество ионов  $\text{HCO}_3^-$  должно быть достаточным, чтобы удержать равновесное состояние карбоната кальция в геотермальной воде. Однако при снижении общего давления с выходом геотермальной воды в наземное оборудование имеет место нарушение карбонатно-кальциевого равновесия в растворе воды с уменьшением в ней концентрации углекислого газа. При этом, согласно уравнению (4), образуется твердая фаза  $\text{CaCO}_3$  как в виде отложений на стенках оборудования, так и в виде мелкодисперсной взвеси в растворе воды:



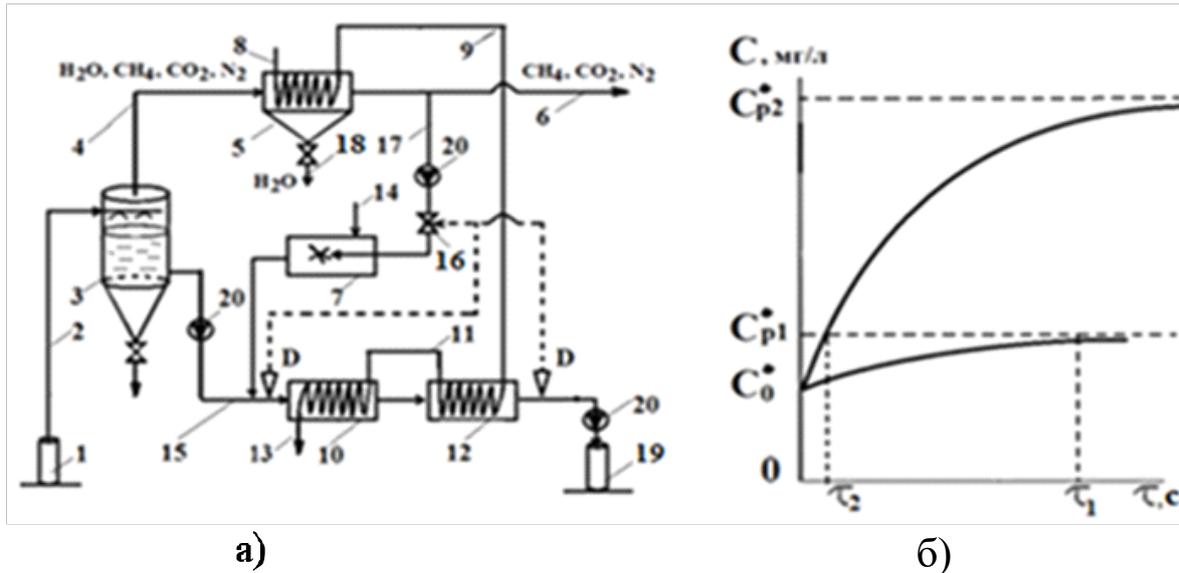
А значит, возникает опасность кольматации пласта при закачивании отработанной воды в нагнетательную скважину. Устранение этой проблемы возможно путем закачки в отработанную воду необходимого количества углекислого газа после предварительного удаления из воды попутного горючего газа – метана. В качестве углекислого газа можно использовать продукты сгорания части осушенного газа, где метан составляет более 60-70% от общего содержания газов.



**Рис. 3.** Схема геотермального теплоснабжения, горячего водоснабжения и сброса отработанной геотермальной воды в г. Кизляре.

Схема устройства, на котором реализуется решение данной проблемы, представлена следующим образом (рис. 4а): вода из скважины 2 через линию 1 поступает в газоотделитель 3, где давление опускается ниже давления насыщения воды газами. Геотермальная вода, освобожденная от сопутствующих газов, из нижней части газоотделителя 3 по линии 15 поступает к теплообменникам 10 и 12 и далее в скважину закачки 17. Выделившиеся газы отводят к потребителю по линиям 4 и 6 через осушитель газа 5. Часть газа по линии 21 поступает в камеру сгорания 7 через автоматически регулирующую запорную арматуру 22, а продукты горения поступают в геотермальную воду на линии 15 в точке подключения к теплообменнику 10. В осушителе 5 благодаря холодной воде, поступающей во вторичный контур по линии 8, пары воды из газовой смеси конденсируются. Конденсированная вода выводится по линии 23. Одновременно по линии 9 водопроводная вода, частично подогретая в осушителе 5 горючими газами, противотоком по вторичному контуру поступает в теплообменники 12 и 10. В дальнейшем по линии 13 она идет для подачи в систему отопления или горячего водоснабжения. Для обеспечения подачи газа и геотермальной воды к потребителям и далее в скважину закачки 17 предусмотрены насосы 20. Понижение давления ниже насыщения воды углекислым газом в газоотделителе 3 и в теплообменном оборудовании приводит к нарушению карбонатно-кальциевого равновесия в растворе геотермальной воды, что нередко имеет место на практике. В результате в теплообменном оборудовании образуются твердые отложения карбоната кальция, как наиболее распространенного вида отложений. Подача продуктов сгорания из камеры 7 в геотермальную воду на линии 15 способствует растворению углекислого газа в ней и

предотвращению отложения карбоната кальция в теплообменниках 10 и 12, а также и в скважине 17 закачки отработанной воды. При этом обеспечивается частичный подогрев геотермальной воды, идущей в теплообменники. Одновременно повышается и турбулизация потока воды в теплообменниках, что улучшает коэффициент теплопередачи через теплообменную поверхность в аридных климатических условиях. Регулирование подачи части горючего газа в камеру сгорания 7 осуществляется запорной арматурой 22 по показаниям датчиков D солеотложения, основанных на электропроводности воды, отложений и материала оборудования (Патент ..., 2009). Резервуар 16 служит для сбора излишнего количества углекислого газа, подаваемого в скважину 17, что регулируется запорной арматурой 18 и 19. Для увеличения дегазации и стабилизации геотермальной воды в дегазаторе 3 возможна обработка ее затравочными кристаллами (Ахмедов, 2010).



**Рис. 4.** Геотермальное устройство с утилизацией метана и защитой оборудования от карбонатных отложений: а) схема устройства с утилизацией  $\text{CH}_4$  и возвратом отработанных вод в водоносный горизонт, б) кинетика растворения  $\text{CO}_2$  при изменении равновесной концентрации его в геотермальной воде.

Для геотермального устройства (рис. 4) при вводе углекислого газа в геотермальную воду перед теплообменниками необходимо обеспечить ее равновесную концентрацию в возможно кратчайшие сроки. Так, уравнение кинетики растворения  $\text{CO}_2$  аналогично уравнению ее десорбции из воды:

$$C^* = C_p^* - (C_p^* - C_0^*)e^{-\frac{S^*\beta}{V}\tau} \quad (5),$$

где  $C^*$ ,  $C_p^*$ ,  $C_0^*$  – существующая, равновесная и начальная концентрация газа в воде при соответствующем давлении и температуре воды, моль/м<sup>3</sup>,  $S^*$  – площадь поверхности раздела фаз в единице объема  $V$ ,  $\beta$  – коэффициент десорбции,  $\tau$  – время, с. В связи с этим, для уменьшения времени растворения необходимого количества  $\text{CO}_2$  в воде до достижения значения концентрации  $C_{p1}^*$  рекомендуется увеличить парциальное давления углекислого газа до значения, соответствующего равновесному, на порядок выше (рис. 4б), чем для  $C_{p1}^*$ , т.е. до давления соответствующего равновесной концентрации  $C_{p2}^*$ , согласно закону Генри. Величину времени растворения  $\tau$  газа можно оценить исходя из формулы (5) для начальных давлений, соответствующих равновесным концентрациям газов в воде  $C_{p1}^*$  и  $C_{p2}^*$ :

$$\tau_1 = \frac{V}{S^*\beta} \ln \frac{C_{p1}^* - C_0^*}{(C_{p1}^* - C^*)} \quad (6),$$

$$\tau_2 = \frac{V}{S^*\beta} \ln \frac{C_{p2}^* - C_0^*}{(C_{p2}^* - C_{p1}^*)} \quad (7).$$

В формуле (6) для достижения равновесия в растворе воды необходимо стремиться получить концентрацию  $C_{p1}^*$  в течение времени  $\tau_1$ , стремящегося к бесконечности, в то время как для

получения концентрации  $C_{p1}^*$  для второго случая согласно формуле (7) время  $\tau_2$  гораздо меньше. Это вытекает из условия, что  $C_{p1}^* - C^* \gg C_{p2}^* - C_{p1}^*$  при  $C^*$  стремящемся к  $C_{p1}^*$ . Подача углекислого газа (рис. 4б) на линии 15 ввода геотермальной воды в теплообменники с парциальным давлением превышающим равновесное значение ускоряет стабилизацию воды и предотвращает образование карбонатных отложений в теплообменном оборудовании и в скважине закачки. В случае образования отложений в теплообменниках 10 и 12 появляется возможность их растворения путем подачи избыточного количества  $\text{CO}_2$  на линии 15.

### Заключение

Установлено, что отложение солей в оборудовании геотермальных систем происходит из-за нарушения углекислотного равновесия. Это значит, что при выходе из геотермальной воды углекислого газа, равновесие системы нарушается, что приводит к образованию твердой фазы карбоната кальция. Для стабилизации геотермальной воды необходимо поддерживать в ней равновесную концентрацию  $\text{CO}_2$  при определенной температуре воды и давлении. Следовательно, обратной закачкой попутных газов в систему можно предотвратить отложения карбоната кальция. Ввод углекислого газа в закачиваемую обратно в водоносный горизонт отработанную геотермальную воду обеспечивает долговечность работы скважин закачки. Эффективность утилизации попутного с водой газа метана увеличивается путем повышения площади поверхности раздела фаз за счет ввода в раствор геотермальной воды частиц кристаллической затравки.

Согласно проведенным исследованиям можно сделать вывод о необходимости утилизации горючих газов путем усовершенствования технических и технологических решений по эксплуатации геотермальных систем.

*Финансирование.* Работа выполнена в рамках Государственного задания Института геологии Дагестанского федерального исследовательского центра РАН «Моделирование гидрогеологических условий Терско-Кумского артезианского бассейна в пределах Дагестана», № 1021060808495-2-1.5.13.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Абдуллаев А.Н., Залбеков Н.М., Гаджиев Я.М.-И. 1986. Изменение химического состава геотермальных вод при нагревании // Научно-технические проблемы комплексного использования возобновляемых источников энергии. Сборник научных трудов ЭНИН им. Г.М. Кржижановского. М. С. 81-86.
- Акулиничев Б.П., Панченко А.С., Пугачева М.Ф. 1990. Водорастворенные газы Предкавказья и проблемы их использования в народном хозяйстве // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. Ленинград. С. 138-144.
- Ахмедов Г.Я. 2010. Повышение эффективности использования геотермальной воды для горячего водоснабжения // Водоснабжение и санитарная техника. № 2. С. 18-23.
- Ахмедов Г.Я., Курбанисмаилова А.С. 2017. Об оценке стабильности геотермальных вод и защите оборудования от твердых отложений при утилизации попутных горючих газов // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. № 4 (196). С. 71-76.
- Геотермальное теплоснабжение жилых и общественных зданий и сооружений. 1989. ВСН 56-87. Нормы проектирования. М.: Стройиздат. 50 с.
- Курбанисмаилова А.С. 2021. Экологические аспекты сжигания попутного горючего газа на геотермальных скважинах // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. № 2 (85). С. 69-74.
- Курбанисмаилова А.С., Ахмедов Г.Я., Эфендиев К.А., Ахмедова Л.М. 2019. Совершенствование методов эксплуатации энергетического оборудования при утилизации метана из геотермальных вод // Мониторинг. Наука и технологии. № 3 (41). С. 46-50.
- Курбанов М.К. 2001. Геотермальные и гидротермальные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. М.: Наука, МАИК «Наука/Интерпериодика». 260 с.
- Патент 2344338 РФ, МПК F17D 1/16, G01B 17/02. 2009. Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопроводов // Бюллетень. № 2. 5 с.