

Для цитирования: Ахмедов Г.Я., Курбанисмаилова А.С. Разработка методики эксплуатации геотермальных систем при извлечении попутных газов. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2018;45 (3):29-38. DOI:10.21822/2073-6185-2018-45-3-29-38

For citation: Akhmedov G.Ya., Kurbanismailova A.S. Development of the technique of operation of geothermal systems when extracting associated gases. Herald of Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2018; 45(3):29-38. (In Russ.) DOI:10.21822/2073-6185-2018-45-3-29-38

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ И ХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

УДК 620.191

DOI: 10.21822/2073-6185-2018-45-3-29-38

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ ПРИ ИЗВЛЕЧЕНИИ ПОПУТНЫХ ГАЗОВ

Ахмедов Г.Я.¹, Курбанисмаилова А.С.²

¹Дагестанский государственный технический университет,

¹367026, г.Махачкала, пр. И. Шамиля, 70, Россия,

²Институт геологии ДНЦ РАН,

²367010 г.Махачкала, пр. Ярагского, 75, Россия,

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

Резюме. Цель. Целью исследования является разработка методики эксплуатации геотермальных энергетических систем в режиме без солеотложения при утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов на скважинах с невысоким газовым фактором. **Метод.** Исследования проводились на основе анализа содержания попутных горючих газов в подземных термоминеральных водах месторождений Северного Кавказа и Предкавказья и оценки возможности их утилизации и использования в целях отопления и горячего водоснабжения. При этом использованы закономерности растворения и десорбции метана и углекислого газа из растворов подземных вод с содержанием в них накипеобразующих компонентов, в частности, карбоната кальция. **Результат.** На основе проведенных исследований установлено, что эксплуатацию геотермальных систем в энергетике целесообразно проводить после предварительного вывода максимально возможного количества попутных горючих газов из раствора воды, сохраняя при этом содержание углекислого газа в воде на уровне выше равновесного значения. Приведена схема эффективной работы термораспределительных станций с предотвращением в них карбонатных отложений путем использования продуктов сгорания попутного газа в отработанной воде при закачке ее обратно в водоносный горизонт. **Вывод.** В результате проведенных исследований разработана методика эксплуатации геотермальных энергетических систем в режиме без солеотложения при утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов. Установлено, что для ускорения растворения углекислого газа в воде для ее стабилизации перед вводом в теплообменное оборудование целесообразно увеличить парциальное давление углекислого газа до значений, превышающих на порядок равновесное при данной температуре. При этом перед закачкой отработанной воды обратно в водоносный горизонт избыток углекислого газа выводится из воды.

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

TECHNICAL SCIENCE
POWER, METALLURGICAL AND CHEMICAL MECHANICAL ENGINEERING

DEVELOPMENT OF THE TECHNIQUE OF OPERATION OF GEOTHERMAL SYSTEMS
WHEN EXTRACTING ASSOCIATED GASES

*Ganapi Ya. Akhmedov*¹, *Azha S. Kurbanismailova*²

¹Daghestan State Technical University,

¹70 I. Shamilya Ave., Makhachkala 367026, Russia,

²Institute of Geology, Daghestan Scientific Centre of RA,

²75 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 develop a method of operating geothermal energy systems in the mode without scaling when disposing of flammable gases with geothermal water in wells with a low gas factor. **Method** The studies were conducted on the basis of analyzing the content of associated flammable gases in the underground thermal mineral waters of the North Caucasus and Ciscaucasian deposits and assessing the possibility of their utilization and use for heating and hot water supply. In this case, the laws of dissolution and desorption of methane and carbon dioxide from groundwater solutions with the content of scale-forming components, in particular, calcium carbonate, are used. **Result.** On the basis of the conducted research, it was found that the operation of geothermal systems in the power industry should be carried out after preliminary withdrawal of the maximum possible amount of associated flammable gases from a water solution, while maintaining the content of carbon dioxide in water at a level above the equilibrium value. The scheme of the effective operation of thermal distribution stations with the prevention of carbonate deposits in them is given by using the products of associated gas combustion in the waste water when it is pumped back into the aquifer. **Conclusion.** As a result of the research conducted, a method of operating geothermal energy systems in a non-salt-scale mode has been developed for utilization of combustible gases associated with geothermal water. It has been established that in order to accelerate the dissolution of carbon dioxide in water to stabilize it before entering heat-exchange equipment, it is advisable to increase the partial pressure of carbon dioxide to values exceeding by an order of magnitude the equilibrium at a given temperature. At the same time, before pumping waste water back into the aquifer, excess carbon dioxide is removed from the water.

Keywords: geothermal water, associated combustible gases, methane, salt deposition, calcium carbonate, power equipment

Введение. На многих месторождениях геотермальных вод Северного Кавказа и Предкавказья вместе с водой поступает и горючий газ, в основном, метан, который может быть использован на скважинах для получения дополнительной энергии. Газовый фактор этих вод варьирует, в среднем, в пределах от 1 до 3 м³/м³ [1]. Расчеты показывают, что при дебите скважины 2000 м³/сут с газовым фактором 1 м³/м³ и наличии 60% метана в смеси газов за сутки можно получить около 1000 м³ метана.

Однако попытки утилизации попутных горючих газов из метановых вод при газовом факторе менее 2÷3 м³/м³ на практике наталкиваются на неоправданные расходы их синтеза, сушки, сбора и т.д. С другой стороны, попытки извлечения максимального количества попутных газов из геотермальных вод путем снижения общего давления при высоких температурах приводят к дополнительным затратам, связанным с предотвращением твердых отложений на поверхности эксплуатируемого оборудования. Причина – нарушение химического равновесия между растворенными в воде компонентами.

В связи с этим имеется проблема утилизации попутных с геотермальной водой горючих

газов, сохраняя при этом работу оборудования геотермальных систем в режиме без солеотложения [2-7].

Постановка задачи. Целью исследования является разработка методики эксплуатации геотермальных энергетических систем в режиме без солеотложения при утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов на скважинах с невысоким газовым фактором. По степени изученности растворенных газов в водах геотермальных месторождений в нашей стране Предкавказье занимает особое место. Здесь во второй половине прошлого века в течение нескольких десятков лет проводились исследования, которые показали, что в составе вод кумского горизонта (глубина залегания в интервале 1300-1400 м) 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 м³/м³. На больших глубинах (более 4000 м) предполагается наличие газовой смеси с высокими газовыми факторами [1]. Газовый фактор скважин Северного Кавказа, в среднем, составляет 1÷3 м³/м³.

Для достижения максимального выхода метана из геотермальной воды необходимо снижать общее давление в системе при высокой температуре. Однако, в этих случаях возможно нарушение карбонатно-кальциевого равновесия в растворе воды из-за снижения концентрации углекислого газа в нем.

В связи с этим необходимо разработать методику эксплуатации энергетического оборудования геотермальных систем в режиме без солеотложения при извлечении горючих газов. При этом необходимо придерживаться равновесных параметров воды используемых скважин, а также учитывать растворимость газов в воде [8]. К тому же, для расчета времени дегазации воды или растворения в ней газа необходимо учесть динамику самого процесса, зависящего как от диффузионного коэффициента β , так и от площади поверхности раздела сред S . В данном случае расчет нужно вести с учетом равновесных концентраций метана или углекислого газа C при данной температуре.

Методы исследования. Процесс выхода газов из воды начинается еще в скважине. При перемещении воды вдоль нее на глубине, соответствующей давлению насыщения воды газами, начинается выход, в первую очередь, газов с наименьшей растворимостью. Для наглядности на рис.1 представлена схема начала выхода метана CH₄ (точка 1), углекислого газа CO₂ (точка 2) и, в случае нарушения углекислотного равновесия в растворе воды, начала (точка 3) формирования на стенках труб твердых отложений карбоната кальция (позиция 4).

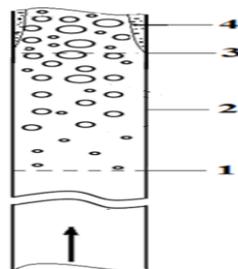


Рис.1. Выход газов в скважине

Fig.1. Gas outlet in the well

Для геотермальных скважин Северного Кавказа и Предкавказья общее давление вместе с парами воды создается, в основном, легкими углеводородами, углекислым газом и азотом (менее 5 %)

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

Для упрощения формулы (1) в ней 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 более 90 – 97%.

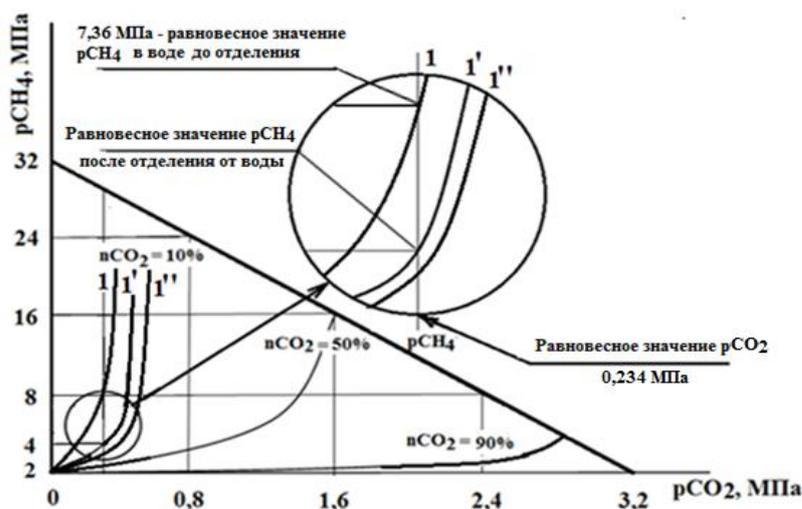


Рис.2. Влияние изменения общего давления на изменение парциальных давлений p_{CO_2} и p_{CH_4} в воде

Fig.2. The effect of the change in the total pressure on the change in the partial pressures of p_{CO_2} and p_{CH_4} in water

При этом концентрацию i – того компонента газа можно найти по закону Генри

$$C_i = K_i \cdot P_i, \quad (2)$$

где K_i и P_i - соответственно, константа Генри (моль/(м³·Па)) и парциальное давление i – того компонента газа (Па).

Для оценки возможности утилизации попутного с геотермальной водой метана необходимо сначала рассмотреть закономерности взаимосвязи концентраций углекислого газа и метана в геотермальной воде при изменениях общего давления. Так, в работе [9] представлено влияние изменения общего давления на изменение парциальных давлений CO_2 и CH_4 в геотермальной воде при разных соотношениях p_{CO_2} и p_{CH_4} (рис.2).

Линия $P - P_{H_2O} = P_{CH_4} + P_{CO_2}$ изображена в виде прямой, соединяющей точки на осях абсциссы и ординаты со значениями давлений p_{CO_2} и p_{CH_4} соответственно 3,2 МПа и 32 МПа. В области выше прямой $P - P_{H_2O} = P_{CH_4} + P_{CO_2}$ растворимость газов не управляется давлением, т.к. концентрация этих газов в воде находится на уровне насыщения, соответствующая тем условиям, при которых они формировались в пласте.

Ниже этой прямой растворимость CH_4 и CO_2 определяется общим давлением при всевозможных их значениях с заданным газовым фактором. В этой области изображены зависимости

$$p_{CH_4} = f(p_{CO_2}) \quad (3)$$

для конкретных значений мольных долей n_{CO_2} и n_{CH_4} (10:90; 50:50; 90:10), из которых следует, что изменению общего давления соответствует почти пропорциональное изменение парциального давления того газа, содержание которого наибольшее в смеси газов. Так, при $n_{CO_2} = 10\%$ снижение общего давления в два раза связано, в основном, со снижением p_{CH_4} , а p_{CO_2} снижается всего лишь на 1%.

Используя вышесказанное можно сделать вывод, что отделение метана необходимо производить в скважине на глубине, соответствующей давлению насыщения. При этом парциальное давление CO_2 не должно быть ниже равновесного значения, при котором возможны отложения твердой фазы $CaCO_3$.

Для решения поставленной задачи автором работы [9] предложено устройство, устанавливающееся на конце насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважине на глубине, соответствующей давлению насыщения или чуть выше. При обтекании цилиндра 1 геотермальной водой,

вследствие снижения давления в промежутке между ним и скважиной, происходит выделение, в основном, малорастворимого CH_4 в количестве пропорциональном снижению общего давления на этом участке. Основная масса воды, обедненная CH_4 , поступает в НКТ, а обогащенная газом водная смесь - в затрубное пространство (рис. 3).

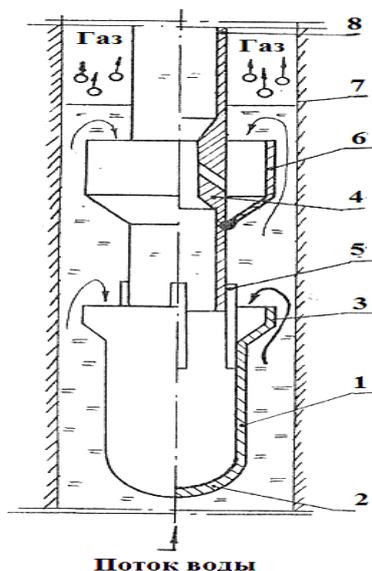


Рис. 3. Устройство для отделения метана: 1 – цилиндр; 2- сферический оголовок; 3- обечайка; 4 – эжектор; 5 – пальцы крепления; 6 – разделитель; 7 – скважина; 8 – насосно-компрессорные трубы

Fig. 3. A device for separating methane: 1 - a cylinder; 2- spherical tip; 3- shell; 4 - ejector; 5 - mounting fingers; 6 - separator; 7 - well; 8 - tubing

Происходит разделение смеси на газовую, а также жидкую фазу, которая по достижении камеры смешения отсасывается внутрь НКТ. При этом CH_4 собирается в устье скважины. Таким образом по НКТ поднимается геотермальная вода с увеличенным соотношением $p\text{CO}_2/p\text{CH}_4$, вследствие чего и можно снизить давление на устье скважины, не вызывая при этом отложений в НКТ твердой фазы CaCO_3 . В межтрубном пространстве образование твердых отложений также не произойдет, так как выше эжектора давление опять возрастает и выделение CO_2 , практически прекращается. Высота поднятия жидкости в межтрубном пространстве регулируется на устье скважины путем управления производительностью скважины по CH_4 .

Если учесть, что скорость диффузии CH_4 больше чем на порядок скорости диффузии CO_2 , то задавая длину цилиндрической части устройства так, чтобы время обтекания водой цилиндра было равно времени отделения CH_4 при заданном перепаде давлений на нем, можно повысить селективность извлечения CH_4 и эффективность использования устройства.

Кривая 1 (рис.2) показывает закон изменения $p\text{CO}_2$ и $p\text{CH}_4$ при соотношении их концентраций 10:90. В дальнейшем это соотношение меняется и закон изменения $p\text{CO}_2$ и $p\text{CH}_4$ будет изображаться кривой 1¹ (при новом газовом факторе). С учетом кинетики процессов десорбции CO_2 и CH_4 зависимость $p\text{CH}_4 = f(p\text{CO}_2)$ будет изображаться кривой 1¹¹.

Аналогичные работы имеются и у зарубежных исследователей [10], в которых утилизация CO_2 одновременно сопровождается и сбором CH_4 из геотермальных вод. При этом часть CO_2 закачивается

вместе с отработанной геотермальной водой обратно в водоносный горизонт.

Скорость десорбции свободной углекислоты достаточно хорошо описывается дифференциальным уравнением первого порядка [11, 12]

$$\frac{dC}{d\tau} = -\frac{S^* \beta}{V} (C^* - C_\infty^*) \quad (4)$$

где C_0^* , C_∞^* , C^* - начальное, конечное и текущее значения концентрации CO_2 в воде, соответственно; S - площадь поверхности соприкосновения раздела фаз; V - объем воды; β - коэффициент десорбции, зависящий от интенсивности перемешивания, температуры и природы газа. Решение данного уравнения относительно C^* приводит к выражению

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

Время выхода газа оценим исходя из (5)

$$\tau = \frac{V}{S^* \cdot \beta} \ln \frac{C_0^* - C_\infty^*}{(C^* - C_\infty^*)} \quad (6)$$

Таким же уравнением, но с другим значением для коэффициента β , можно описать и выход CH_4 из воды.

Обсуждение результатов. На основе проведенных исследований и разработки новых геотермальных энергетических установок предлагается методика их эксплуатации в режиме без карбонатных отложений. На рис.4 представлена схема энергетической установки с возможностью увеличения выхода CH_4 из геотермальной воды путем барботажки ее водяным паром в дегазаторе.

Вода из скважины 2 через линию 1 поступает в газоотделитель 3, давление, в котором может опускаться ниже давления насыщения воды, что увеличивает выход из нее горючих газов.

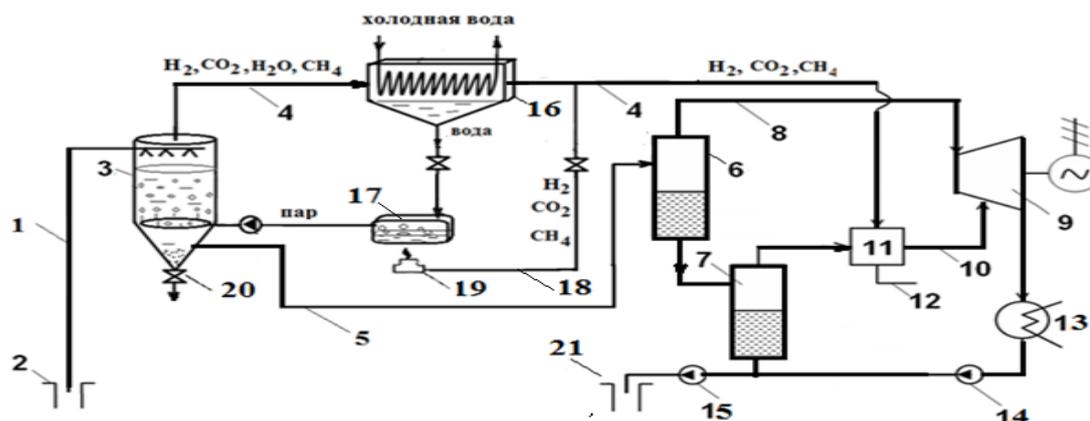


Рис.4. Энергетическая установка с возможностью увеличения выхода метана из геотермальной воды

Fig.4. Power plant with the possibility of increasing the release of methane from geothermal water

Выделившиеся газы отводят из газоотделителя 3 по линии 4 через осушитель газа 16 к камере 11 сгорания. Воду из газоотделителя 3 по трубопроводу 5 отводят к первой ступени 6 из последовательно соединенных ступеней расширителя.

Образовавшееся в результате снижения давления в этой ступени 6 расширителя рабочее тело-пар поступает к входу турбины 9, а вода в следующую ступень 7 расширителя. В осушителе 16 пар, содержащийся в смеси газов, конденсируется и собирается в нижней его части и далее поступает в парогенератор 17, а очищенный от паров воды газ поступает в камеру сгорания 11, куда также поступает воздух по патрубку 12 в количестве, необходимом для горения. Продукты сгорания смешиваются в камере 11 сгорания с паром из расширителя и эта смесь — рабочее тело поступает в турбину 9. Отсутствие паров воды в смеси горючих газов, поступающих в камеру сгорания, увеличивает стабильность их горения и приводит к еще большему повышению температуры поступающего в турбину 9 рабочего тела. По линии 18 часть газа, которая отводится от линии 4 на выходе осушителя 16, попадает в парогенератор 17 в качестве топлива.

Образовавшийся в парогенераторе 17 чистый (без смеси газов) пар поступает в газоотделитель 3, где происходит процесс барботажки геотермальной воды, приводящий к усилению выхода из нее смеси, в том числе, и горючих газов. При уменьшении парциального давления CO_2 в газоотделителе 3 ниже равновесного значения возможны отложения в нем карбоната кальция. Для этого случая в газоотделителе 3 предусмотрено использование циркулирующей в нем кристаллической затравки, приводящей воду к стабилизации в течение 2- 3 минут [13]. Одновременно, защиту стенок расширителей 6 и 7, также в случае нарушения в воде карбонатно-кальциевого равновесия, предусмотрено путем использования рубашек охлаждения [14].

При этом использованная для охлаждения водопроводная вода в дальнейшем идет на горячее водоснабжение.

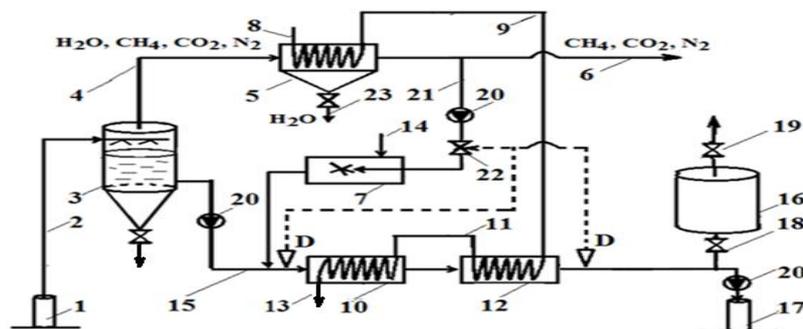


Рис. 5. Геотермальное устройство с защитой оборудования от карбонатных отложений
Fig. 5. Geothermal device with the protection of equipment from carbonate sediments

Необходимо отметить, что выход газов из воды продолжается и в наземном оборудовании геотермальных систем. Особенно интенсивным этот процесс становится при резких перепадах давления, к примеру, в дегазаторах, расширителях, что сопровождается интенсивным выделением твердой фазы карбоната кальция, как в растворе воды, так и на поверхности оборудования. Из-за разнообразия химического состава геотермальных вод и содержания в них различных газов соблюдать нормы проектирования геотермальных объектов согласно [15] представляется не всегда возможным.

В частности, на скважинах месторождений Кизляр и Махачкала-Тернаир с температурой воды около 100 °С имеет место образование отложений карбоната кальция, как в дегазаторах, так и на поверхности теплообменного оборудования. Решить эту проблему можно использованием продуктов сгорания части осушенного газа, где метан составляет более 60 -70% от общего содержания газов. Схема устройства, на котором реализуется решение данной проблемы, представлена на рис.5.

Вода из скважины 2 через линию 1 поступает в газоотделитель 3, давление, в котором, 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 регулируемую 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 этого 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. 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 [16, 17]. Резервуар 16 служит для сбора излишнего количества углекислого газа, подаваемого в скважину 17, что регулируется запорной арматурой 18 и 19.

Для геотермального устройства на рис.5 при вводе углекислого газа в геотермальную воду перед теплообменниками необходимо достичь равновесной концентрации ее в возможно кратчайшие сроки. Так, уравнение кинетики растворения CO₂ аналогично уравнению ее десорбции из воды

$$C^* = C_P^* - (C_P^* - C_0^*) e^{-\frac{S^* \beta}{V} \tau} \quad (7)$$

где C_P^* - равновесная концентрация газа при соответствующем давлении и температуре воды;
 C_0^* - начальная концентрация газа в воде.

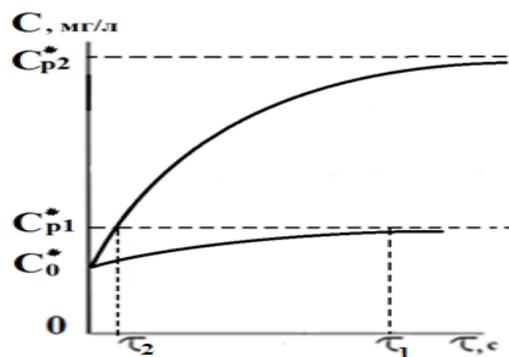


Рис.6. Кинетика растворения углекислого газа при изменении равновесной концентрации его в геотермальной воде

Fig.6. The kinetics of carbon dioxide dissolution with a change in its equilibrium concentration in geothermal water

В связи с этим (рис.6), для уменьшения времени растворения необходимого количества CO₂ в воде до достижения значения концентрации C_{P1}^* рекомендуется увеличить парциальное давления углекислого газа до значения, соответствующего равновесному на порядок выше, чем для C_{P1}^* , то есть до давления соответствующего равновесной концентрации C_{P2}^* согласно закону Генри (2). Величину времени растворения τ газа можно оценить исходя из формулы (7) для начальных давлений, соответствующих равновесным концентрациям газов в воде C_{P1}^* и C_{P2}^*

$$\tau_1 = \frac{V}{S^* \cdot \beta} \ln \frac{C_{P1}^* - C_0^*}{(C_{P1}^* - C^*)} \quad (8)$$

$$\tau_2 = \frac{V}{S^* \cdot \beta} \ln \frac{C_{P2}^* - C_0^*}{(C_{P2}^* - C_{P1}^*)} \quad (9)$$

В формуле (8) для достижения равновесия в растворе воды необходимо стремиться получить концентрацию C_{P1}^* в течение времени τ_1 , стремящегося к бесконечности, в то время как для получения концентрации C_{P1}^* для второго случая согласно формуле (9) время τ_2 гораздо

меньше. Это вытекает из условия, что $C_{P1}^* - C^* \gg C_{P2}^* - C_{P1}^*$ при C^* , стремящемся к C_{P1}^* .

Таким образом, подача углекислого газа (рис.5) 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. В тоже время, в случае образования отложений в теплообменниках 10 и 12 имеется возможность их растворения путем подачи избыточного количества CO_2 на линии 15 ввода в них геотермальной воды [18].

Вывод. В результате проведенных исследований разработана методика эксплуатации геотермальных энергетических систем в режиме без солеотложения при утилизации попутных с геотермальной водой горючих газов. Установлено, что для ускорения растворения CO_2 в воде для ее стабилизации перед вводом в теплообменное оборудование целесообразно увеличить парциальное давление CO_2 до значений, превышающих на порядок равновесное при данной температуре. При этом перед закачкой отработанной воды обратно в водоносный горизонт избыток углекислого газа выводится из воды.

Библиографический список:

1. 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.
2. John W. Lund ,Tonya L. Boyd. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review//Geothermics, March 2016.- Volume 60. - Pages 66-93
3. Holm, Alison. Geothermal Energy: International Market Update: Geothermal Energy Association [Электронный ресурс] /Alison Holm, Leslie Blodgett, Dan Jennejohn, Karl Gawell. - May 2010). - pp. 7. – Режим доступа: http://www.geoenergy.org/pdf/reports/gea_international_market_report_final_may_2010.pdf.
4. Курбанов, М.К. Геотермальные и гидротермальные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья / М.К. Курбанов // М.: Наука, МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 260 с.
5. Султанов Ю.И., Завьялов С.Ф., Бадавов Г.Б. Возможность использования горючих газов на термоводозаборе Махачкала I –Тернаир /Ежегодник: Геотермия. М.: Наука, 1991.- С. 47 – 53.
6. SanjaMrazovac, Djordje Basic. Methane-rich geothermal waters in the Pannonian Basin of Vojvodina (northern Serbia) //Geothermics, September 2009.- Volume 38.-Issue 3.- Pages 303-312
7. Ganjdanesh, Reza; Hosseini, SeyyedAbolfazl. Potential assessment of methane and heat production from geopressed-geothermal aquifers//Geothermal Energy; Heidelberg 4.1 (Nov 2016): 1-25.
8. Ахмедов Г.Я. Защита геотермальных систем водоподготовки от карбонатных отложений //Энергосбережение и водоподготовка.- 2010.- № 6.- С. 18-21.
9. Абдуллаев А.Н. Предотвращение образования отложений твердой фазы $CaCO_3$ в скважине/Ежегодник: Геотермия. М.: Наука, 1991.- С. 81 – 84.
10. 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>)
11. Оликер, И.И. Термическая деаэрация воды на тепловых электростанциях /И.И. Оликер, В.А. Пермяков. – Л.: Энергия, 1971. – 185 с.
12. Пермяков, В.А. Исследование применения парового барботажа в термических деаэраторах: автореф. дис. ... канд. техн. наук /Пермяков В.А. – Москва: МЭИ, 1954. – 23 с.
13. Ахмедов Г.Я. Стабилизационная обработка геотермальных вод //Водоснабжение и санитарная техника.- 2010.- № 6.- С. 33-38.
14. 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.
15. Геотермальное теплохладоснабжение жилых и общественных зданий и сооружений. ВСН 56-87. Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1989. – 50 с.

References:

1. Akulinchev B.P., Panchenko A.S., Pugacheva M.F. Vodorastvorennyye gazy Predkavkaz'ya i problemy ikh ispol'zovaniya v narodnom khozyaystve //Resursy netraditsionnogo gazovogo syr'ya i problemy yego osvoyeniya. Leningrad, 1990 g. S. 138-144. [Akulinchev B.P., Panchenko A.S., Pugacheva M.F. Water-dissolved gases of Cis-caucasia and the problems of their use in the national economy // Resources of unconventional gas raw materials and problems of its development. Leningrad, 1990, pp. 138-144. (in Russ)]
2. John W. Lund ,Tonya L. Boyd. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review//Geothermics, March 2016.- Volume 60. - Pages 66-93

3. Holm, Alison. Geothermal Energy: International Market Update: Geothermal Energy Association [Elektronnyy resurs]/Alison Holm, Leslie Blodgett, Dan Jennejohn, Karl Gawell. May 2010). pp.7. rezhim dostupa: http://www.geoenergy.org/pdf/reports/gea_international_market_report_final_may_2010.pdf.
4. Kurbanov, M.K. Geotermal'nyye i gidrotermal'nyye resursy Vostochnogo Kavkaza i Predkavkaz'ya / M.K. Kurbanov // M.: Nauka, MAIK «Nauka/Interperiodika», 2001. – 260 s. [Kurbanov, M.K. Geothermal and hydrothermal resources of the Eastern Caucasus and Ciscaucasia / M.K. Kurbanov // M.: Science, MAIK "Science / Interperiodica", 2001. - 260 p. (in Russ)]
5. Sultanov YU.I., Zav'yalov S.F., Badavov G.B. Vozmozhnosti ispol'zovaniya goryuchikh gazov na termovodozabore Makhachkala I –Ternair /Yezhegodnik: Geotermiya. M.: Nauka, 1991.- S. 47 – 53. [Sultanov, Yu.I., Zav'yalov, S.F., Badavov, G. B. Possibilities of using combustible gases at thermal water intake Makhachkala I –Ternair / Yearbook: Geothermy. M.: Nauka, 1991.- p. 47-53. (in Russ)]
6. SanjaMrazovac, Djordje Basic. Methane-rich geothermal waters in the Pannonian Basin of Vojvodina (northern Serbia) //Geothermics, September 2009.- Volume 38.-Issue 3.- Pages 303-312
7. Ganjdanesh, Reza; Hosseini, SeyyedAbolfazl. Potential assessment of methane and heat production from geopressed-geothermal aquifers//Geothermal Energy; Heidelberg 4.1 (Nov 2016): 1-25.
8. Akhmedov G.YA. Zashchita geotermal'nykh sistem vodopodgotovki ot karbonatnykh otlozheniy //Energoberezhniye i vodopodgotovka.- 2010.- № 6.- S. 18-21. [Akhmedov G.Ya. Protection of geothermal water treatment systems from carbonate sediments // Energy Saving and Water Treatment. - 2010.- № 6.- P. 18-21. (in Russ)]
9. Abdullayev A.N. Predotvrashcheniye obrazovaniya otlozheniy tverдой fazy СаSO3 v skvazhine/Yezhegodnik: Geotermiya. M.: Nauka, 1991.- S. 81 – 84. [Abdullaev A.N. Prevention of formation of sediments of the solid phase of CaCO3 in the well / Yearbook: Geothermy. M.: Science, 1991.- p. 81 - 84. (in Russ)]
10. 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 (rezhim dostupa: <https://www.google.ch/patents/US9121259>)
11. Olikier, I.I. Termicheskaya deaeratsiya vody na teplovykh elektrostantsiyakh /I.I. Olikier, V.A. Permyakov. – L.: Energiya, 1971. – 185. [Olikier, I.I. Thermal deaeration of water in thermal power plants / I.I. Olikier, V.A. Permyakov. - L.: Energy, 1971. - 185 p. (in Russ)]
12. Permyakov V.A. Issledovaniye primeneniya parovogo barbotazha v termicheskikh deaeratorakh: avtoref. dis. ... kand. tekhn. nauk /Permyakov V.A. – Moskva: MEI, 1954. – 23 s. [(Permyakov, V.A. Investigation of the use of steam bubbling in thermal deaerators: author. dis. ... Cand. tech. Sciences / Permyakov VA - Moscow: MEI, 1954. - 23 p.(in Russ)]
13. Akhmedov G.YA. Stabilizatsionnaya obrabotka geotermal'nykh vod //Vodosnabzheniye i sanitarnaya tekhnika.- 2010.- № 6.- S. 33-38. [Akhmedov G.Ya. Stabilization treatment of geothermal waters // Water supply and sanitary engineering .- 2010.- № 6. pp. 33-38. (in Russ)]
14. Akhmedov G.YA. K voprosu o vliyaniі teploperedachi na otlozheniye tverдой fazy karbonata kal'tsiya na teploobmennoy poverkhnosti //Energoberezhniye i vodopodgotovka. 2011. № 6.pp. 6 – 8. [(in Russ)]
15. Geotermal'noye teplokhadosnabzheniye zhilykh i obshchestvennykh zdaniy i sooruzheniy. VSN 56-87. Normy proyektirovaniya. – M.: Stroyizdat, 1989. 50 p. [(in Russ)]

Сведения об авторах:

Ахмедов Ганәпә Янәиевич - доктор технических наук, профессор, кафедра физики.

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

Information about the authors:

Ganәpi 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 02.08.2018.

Принята в печать 30.08.2018.

Conflict of interest.

The authors declare no conflict of interest.

Received 02.08.2018.

Accepted for publication 30.08.2018.